MILLENNIUM

National Overview of Regulatory Issues

August 2000

Inuvik, Northwest Territories

Table of Contents

Northwest Territories Public Utilities Board 1

British Columbia Utilities Commission 3

Alberta Energy and Utilities Board 5

The Public Utilities Board of Manitoba 8

Ontario Energy Board 10

Régie de l'énergie du Québec 15

Board of Commissioners of Public Utilities of the Province of New Brunswick 19

Prince Edward Island Regulatory and Appeals Commission 21

Nova Scotia Utility and Review Board 24

Board of Commissioners of Public Utilities for Newfoundland and Labrador 26

National Energy Board 31

101-00429/

Foreword

This National Overview of Regulatory Issues is a formal vehicle for communication among CAMPUT members. The summary reports from member tribunals included in the National Overview reflect significant regulatory decisions made in each jurisdiction and emerging regulatory issues facing each member tribunal over the past year.

We thank all the member tribunals for their submissions and contributions and all those involved in the preparation of this Overview.

We hope you find the Overview of interest and benefit to you. It is also available on the National Energy Board website. We would very much like to hear your comments and suggestions about the report and its content at our meeting in Inuvik on August 22.

Northwest Territories Public Utilities Board

Summary of Significant Decisions and Emerging Issues.

1999 was not a particularly busy year for the Northwest Territories Public Utilities Board. The major matter before the Board was a General Rate Application filed by Northland Utilities Limited for the 1999 and 2000 Test Years. Northland serves a number of communities in the south Mackenzie region. Phase I of the Application was dealt with subsequent to a negotiated settlement between the interested parties.

The Phase II portion of the Application was complicated by a request from the Hamlet of Fort Providence that it be established and recognised for rate making purposes as a separate zone. The Hamlet had for many years been part of a 'Rate Zone' that included two smaller communities. The Board was concerned that approval of the request would create rate shock in the two small communities. The utility was directed to provide a mechanism for adjusting rates over time to mitigate the impact. Subsequently, the Board approved the rate zone changes and revised rate schedules.

The Board in its previous submissions to the Regulatory Affairs Committee had expressed its concern over the need to jointly regulate the Northwest Territories Power Corporation ("NWTPC"), the major utility in the north, with the Nunavut Public Utilities Board.

Legislation was proposed to enable each Board to enter into an agreement for the establishment of a joint division to deal with applications filed by NWTPC. The proposal was accepted and legislation was put in place, mirrored in both jurisdictions.

However, as a result of the Government of Nunavut's decision to split the utility, effective April 1, 2001, the two Boards are not expecting any major rate cases until after the split takes place. Meanwhile, we have dealt with a number of minor matters, such as Project Permit Applications and a Fuel Adjustment Clause on a joint basis.

NWTPC's facilities include hydro electric and diesel generation plants, transmission systems, and numerous isolated distribution systems. It exists in a unique operating environment with extremely low customer densities, unique climate and consequential logistic challenges as well as the lack of an integrated transmission system. It operates 46 separate power systems in both territories serving a total population of approximately 58,000 located in an area of 3.2 million square kilometres. As NWTPC's systems are isolated and unconnected, each must be planned for and operated independently. Many proposals have been made in the past 10 - 12 years with respect to the creation of rate zones to reduce the impact of major capital expenditures in a community. None of the proposals has received support from participants in proceedings before the Board and as a result there now exists 46 separate rate zones.

Two communities are now requesting proposals for the provision of electrical power by other utilities. We believe that one of the communities is merely testing the water. The other community has gone farther, and we understand that they have selected a new supplier, subject to the approval of local residents through a plebiscite yet to be held.

The Board will be faced with examining rate proposals from a utility new to the north, using, we understand, some form of distributed system. We will be concerned about new rates that the Mayor of the community is suggesting will be lower. How this will be achieved given that a totally new plant is to be set up, without compromising service quality, remains to be seen. The NWTPC provides for an installed capacity of 110% of peak load in order to ensure the supply of power in the harsh weather conditions we experience in the NWT.

NWTPC also has standby units that can be transported rapidly in the event of a system failure. For example, in the case of the total loss by fire of the power plant in Sanikiluaq, a small community in the Belcher Islands, Hudson Bay, they were able to restore power within 32 hours.

In the event that the new supplier meets all the Board's criteria with respect to rates, and an ability to provide safe reliable power over time, on satisfactory terms and conditions of service, then we will be faced with the issue of NWTPC's stranded investment.

The Board is conducting a Operational and Strategic Review of its operations. At present the Board is managed by a full-time Chairman, with four part time members. The Chairman is supported by the Board Secretary, a full-time administrative position. The Board no longer has in house technical or legal staff, such services are obtained from outside firms on a contractual basis.

The utilities currently under the jurisdiction of the Board are in a position where the degree of regulatory oversight has been diminishing slowly over time, as a result the Board's workload has decreased significantly in the past few years.

If the Board's workload does not increase as a result of being given additional responsibilities, such as the environment, water and sewage rates then changes to the Board's structure and operating procedures may be warranted to reflect the reduced demand on the Board's resources.

British Columbia Utilities Commission

In 1999/2000, the Commission began a review of its Negotiated Settlement Process Guidelines. The Commission adopted new service options for BC Hydro industrial customers and worked on development of unbundled transportation service for BC Gas customers. The Commission also reviewed a West Kootenay Power Ltd. application to upgrade its aging transmission facilities. Key issues and challenges for the Commission in the future include mitigation of high gas commodity prices for consumers, reviewing BC Hydro's revenue requirements and rates once it is again fully regulated by the Commission, and reviewing BC Gas rates including the costs of the Southern Crossing pipeline. Centra Gas is also required to file its first rate design for the Vancouver Island Gas Project.

British Columbia Hydro and Power Authority

The *British Columbia Hydro and Power Authority Rate Freeze and Profit Sharing Act* which froze BC Hydro's rates from December 10, 1997 to March 31, 2000, was extended to September 30, 2001. The Commission, therefore, did not review BC Hydro's 1999/00 revenue requirements or rates and has no plans to review the utility's revenue requirements or rates for 2000/01. The Commission is preparing to review BC Hydro's revenue requirements and rates beginning in 2001 for the period following the expiry of the rate freeze. Meanwhile, the Commission has directed BC Hydro to submit a report by June 30, 2000 that fully describes its export trade activities. Revenues from electricity trade are approaching one third of BC Hydro's total revenue.

Although the rates and fixed charge portions of BC Hydro's rate schedules are frozen, other terms and conditions of the tariff can be amended and new rates for new services can be established. For instance, the Commission has approved some new services for industrial customers such as the Price Dispatched Curtailment (PDC) program and Time-of-Use pilot programs for general service and transmission service customers. The PDC program allows BC Hydro to offer industrial PDC customers, when the market price of electricity is high, the opportunity to curtail their consumption so that the power can be sold at market. BC Hydro and the customer share in the net proceeds.

The B.C. Utilities Commission has not reviewed BC Hydro's resource plans in detail since 1995. A Minister's Order that exempted BC Hydro and its power producers from the need to obtain Certificates of Public Convenience and Necessity ("CPCN") and approvals for supply contracts was recently extended to September 30, 2001.

BC Hydro's 1999 Integrated Electricity Plan identified that the utility would require additional electricity supply to Vancouver Island by 2007. BC Hydro's preferred option appears to be a second cogeneration plant (in addition to the Island Cogeneration Project at Campbell River). BC Hydro is investigating construction of a new pipeline to deliver natural gas from the Lower Fraser Valley through Washington State and across the Strait of Georgia to Vancouver Island. BC Hydro will require approvals from the Commission to complete its natural gas fired generation projects on Vancouver Island and to deliver the requisite natural gas through a new under-sea pipeline.

West Kootenay Power Ltd.

West Kootenay Power Ltd. ("WKP") applied in November 1999 for a CPCN to upgrade its aging transmission facilities. WKP's Application followed significant power outages and surges in the summer of 1999 and the project is expected to significantly improve the safety and reliability of electrical service. Although the other regional transmission owners support the project in principle, WKP has been unable to reach complete agreement with them on interconnection with their transmission systems, and on ownership, and cost sharing. A Decision approving most of the project

was released on June 5, 2000. The difficulty in reaching agreements among the transmission owners in the Kootenay region has highlighted potential benefits of a Regional Transmission Organization.

Gas Utilities

Most BC natural gas utilities filed for large rate increases in 2000, largely to recover the higher commodity cost of gas. As rates are set on a forward test year based on the forecast cost of gas, differences between the actual and the forecast cost of gas are recorded in deferral accounts. As the cost of gas has increased even faster than forecast, some utilities were accumulating large deferral account balances. In this situation, the Commission must consider whether to begin reducing the deferral account balances and, if so, how.

Direct gas sales in British Columbia have not yet penetrated commercial and residential markets. In response to requests from natural gas brokers/marketers, the Commission initiated development of an Agency, Billing and Collection Transportation ("ABC-T") tariff for BC Gas that would provide residential and commercial customers the option to purchase gas directly. In April 2000, the Commission asked marketers to confirm their commitment of technical resources to development of appropriate business processes and interfaces with BC Gas. The process continues.

In May 1999, the Commission approved BC Gas' request for a CPCN to construct the Southern Crossing Pipeline ("SCP") extending from the Alberta Natural Gas Ltd. system at Yahk to Oliver, BC. BC Gas filed an Application with the Commission in March 2000 to determine how to include the SCP costs in rates. The Commission will review the application during summer and fall 2000, and has directed BC Gas to file a comprehensive rate design application in early 2001.

Centra Gas delivers natural gas to Vancouver Island under a government initiative that requires customers to pay rates close to the cost of competitive fuels (oil, electricity). The rates are not cost-based and large cost deferrals are being accumulated. With new industrial customers joining the system, Centra Gas is required to file its first comprehensive rate design in the fall of 2000.

Negotiated Settlement Process Review

In January 1996, the Commission issued procedural guidelines for negotiated settlements, outlining the process for parties attempting to achieve negotiated agreements. In October 1999, the Commission established a written process to review the NSP Guidelines. Final comments were received in March 2000. The Commission is currently reviewing the comments and will determine how the NSP Guidelines should be revised.

Alberta Energy and Utilities Board

Regulatory Summary

This summary focuses primarily on decisions on utility applications with highlights of major energy decisions. All Alberta Energy and Utilities Board (EUB) Decisions can be accessed at www.eub.gov.ab.ca.

ATCO Electric and TransAlta Power Rates – Phase II (Decisions U99034, U99035, 2000-11, 12, 13, 15, 26)

In August 1999, Decisions addressed applications by ATCO Electric (AE) and TransAlta Utilities Corporation (TransAlta) to reallocate costs between to the various customer classes arising from the restructuring of Alberta's electric industry started in 1996. Two re-filings were required to resolve issues. Increases for individual rate classes were restricted to less than 10 % to accommodate an orderly transition towards a restructured electric industry.

TransAlta and AE's new rates did not affect shareholder's rate of return.

Electric Utilities 1999-2000 Revenue Requirements (Decisions U99099, 2000-2, 3, 4, 5, 19, 31, 32, 36)

The November 1999 Decision on TransAlta, EPCOR Generation Inc., EPCOR Transmission Inc. and ATCO Electric. Previously on May 10, 1999, the Board approved a Negotiated Settlement Agreement between AE and intervening consumer groups, which settled all issues except for three relating to terms and conditions of service.

The Board implemented processes that addressed the transition to a world of unregulated generation and retail competition commencing January 1, 2001 including some audit processes for transition accounts. A deferral account mechanism for electricity pool prices was established to keep customers and utilities in a balanced risk position from gains or losses associated with the difficulty in predicting power pool prices.

The Board increased TransAlta's integrated common equity from 40% to 41% and awarded the 9.25% on the higher allowed common equity. The Board noted that its award of 9.25% on 41% is equivalent to a rate of return of 9.40% on 40% if TransAlta chooses to keep its common equity at 40%.

The Board directed that the allowed equity rate of return (the combination of risk premium + risk-free rate) for TransAlta and EPCOR will be changed from 11.25% to 9.25% effective January 1, 1999. This change results from the Board's decision that the risk premium included in the return on invested equity for TransAlta and EPCOR should remain constant at the 1996 level of 3.5%.

Decision Report on the Independent Assessment Team's Hearing (Decisions U99073, U99113)

The Decision regarding the Independent Assessment Team's (IAT) report on the Power Purchase Arrangements (PPAs) respecting regulated generating units owned by ATCO Electric, EPCOR, and TransAlta Utilities was issued on December 30, 1999.

The IAT was appointed by the Minister of Resource Development to complete an assessment of the utilities' proposals for PPAs and to recommend a design and related set of rules for the sale of the PPAs by auction. PPAs, which are long-term, arrangements starting in 2001 and effective for a maximum of 20 years, establish the terms, conditions, and operating and commercial arrangements between the owners of Alberta's regulated electric generating units and the purchasers of the PPAs. The PPA auction will take place in July 2000.

The majority of the Board concluded that each party requesting variances failed to show that the IAT did not carry out its duties in accordance with the Act and the regulations. Similarly, it was not shown that the PPAs or other determinations of the IAT are obviously unreasonable, are not supported

adequately by economic analysis or are not in the public interest. No variances to the PPAs were made.

Electric Transmission Tariffs for 1999 and 2000 (Decisions 2000-1, 24, 25, 27, 34)

The Decision on the ESBI Alberta Limited (EAL) application for approval of revenue requirements, rate design, tariffs and other regulatory matters was issued on February 2, 2000. EAL is the Alberta's independent Transmission Administrator (TA) who administers the province-wide interconnected electric transmission system, the wires of which are owned by the existing utilities. The TA is required by statute to provide buyers and sellers with non-discriminatory access to the transmission system and ensure that the system is reliable and operates efficiently.

The approved tariffs will enhance system reliability, provide incentives for transmission efficiencies, and are important steps in the restructuring and deregulation of the electric industry.

Owners of generators and load customers will share transmission system costs. This is different than today's situation where load customers are directly responsible for almost all of the costs. Owners of generators will increase their Power Pool price offers to recover increased transmission tariff costs. Load customers' higher energy costs are offset by reduced transmission tariffs.

The Board approved a market driven mechanism (the Standing Offer process) to provide financial incentives for new generators to locate in parts of the province where transmission constraints need to be addressed.

NGTL's 1999 Products and Pricing (Decision 2000-6)

The Decision on Nova Gas Transmission Ltd.'s (NGTL) application for new service offerings and related rates, tolls and charges was issued on February 4, 2000. NGTL proposed a fundamental change from its current "postage stamp" rate design that has been in place since 1980.

The Board concluded that the objective of postage stamp rates has now been accomplished. Changing market conditions and increased competition in natural gas transportation now requires a new approach.

Postage stamp rates will be replaced with a new rate design (Receipt Point Specific Rates [RPSR]) that better reflects the cost associated with distance and pipeline diameter.

The Board found that RPSR best meets accepted rate making principles and is in the public interest.

The Board directed NGTL to incorporate and to apply a Price Floor and Ceiling mechanism over a four-year Transition Period to mitigate the impact of moving away from the current postage stamp rates

The Board also approved NGTL's new facility construction proposal as filed but was not prepared to allow NGTL affiliates to participate in the construction of lateral facilities until a Code of Conduct satisfactory to the Board is in place. Additionally, the Board accepted that new Alberta receipt laterals and new Alberta delivery laterals will be included in the rate base, provided such facilities can be in service within the four months following implementation of the Board's decision. Thereafter, such facilities shall be excluded from NGTL's rate base and from its revenue requirement.

ATCO Gas and Pipelines Ltd. General Rate Application (Decision 2000-09)

The Decision on ATCO Gas and Pipelines (formerly Canadian Western Natural Gas [CWNG]) application was issued on March 2, 2000 including gas storage, supply, and accounting issues. The Board addressed capital structure, storage revenue, affiliate transactions, code of conduct and refunds to consumers.

The Board noted that changes from restructuring of the utilities, creating concerns on the relationship between regulated and non-regulated businesses. A passive expression of such concern is no longer sufficient and directed CWNG to develop a Code of Conduct for affiliate transactions. The Board provided guidance on specific areas to address.

Oil And Gas Related Decisions

Lochend Sour Gas Well Decision 99-16

On July 12, 1999 the EUB approved an application by Canadian 88 Energy Corp. for a well licence to drill a level 4 critical sour gas well in the Lochend area approximately 11 kilometers west of Calgary.

Although the Board believed that the risks associated with the well is representative of normal industrial risks accepted by society and that it could be drilled safely, it was not satisfied with the state of preparedness of Canadian 88. Therefore, it imposed a number of stringent and exceptional pre-conditions to its approval that had to be carried out before drilling could commence and a drilling licence issued. This was necessary to secure additional levels of safety in the drilling operations.

Gulf's Request to shut in Surmont Gas (Decision 2000-22)

On April 3, 2000, the EUB issued its decision on a request by Gulf Canada Resources Limited (Gulf) that the Board order the shut in of associated gas production from 183 wells in the Surmont area. The Board concluded that continued production of associated gas at Surmont presents a significant risk to future bitumen recovery. Therefore, the Board approved Gulf's request in part, and will order the shut in of gas production from 146 wells specified in Decision Report 2000-22, effective May 1, 2000.

The Board carefully weighed the benefits and risks of allowing continued gas production to occur, versus the decision to order the gas production shut in. It was concluded that the bitumen resources on Gulf's Surmount oil sands leases represent a significant energy resource for the province that should be protected for future development. Reserves of natural gas in the requested shut in area are an important but far smaller energy resource. The Board recognized that as part of its conservation mandate, it would not serve the public interest to accept the possibility of jeopardizing a vast bitumen resource by allowing continued gas production to occur.

Subsequent to the release of the Decision Report, and pursuant to Section 91 of the Oil and Gas Act, the Province directed the EUB to prepare a compensation plan for those who may be harmed as a result of the wells being shut in.

Natural Gas

Natural Gas matters continue to be a major preoccupation of the Board with the result that about 10 major Orders were issued. Issues covered included the approval of franchise and expansion of service, rate increases and the acquisition of the privately owned gas distributor by the Crown owned Manitoba Hydro.

In considering franchise granting and expansion requests the Board dealt with a number of matters.

Of importance was the allocation of expansion costs to the various customer classes, the granting of franchise to whole areas, parts of which would never be served by the utility, the issue of allowing a rate surcharge to help finance capital costs of the projects and a request by citizens to order a plebiscite to determine the supplier of a property tax levy to finance the project under Section 66 of The *Public Utilities Board Act*.

The acquisition by a Crown Corporation of a shareholder utility raises a number of significant issues in the regulatory area. The purchase of Centra Gas consisted of an acquisition price of $245M, plus Tax-transfer liability of $78M payable to both federal and provincial governments (as the Company moves from private to Crown status) and $15M short term obligations After the transaction the Provincial Government was paid $29.5M and the Feds $48.5M (i.e. the $78M) as a one time payment. There were however annual taxes of $4.4M to the Provincial Government and $6.6M to the Feds. This has been left in the gas rates to pay down the $78M. Once the debt has been retired, 37% of the $11M will then go to Government as a grant in lieu of taxes and the balance will be used to pay down the accumulated interest after which all $11M will go to the Government as a grant in lieu of taxes.

In its decision the Board noted the significant differences in the regulatory framework of each utility and the need to examine those frameworks.

There were projected costs and benefits to customers and while savings resulting from the synergy of the amalgamation are projected to be about $12M, the Board noted the risk to customers if the savings did not materialize. A number of recommendations and directives were provided to the utility. Specifically, the utility was required to:

1) submit, for Board approval, a functional integration plan including an annual monitoring process;

2) record all gas costs and revenues separate from electric costs and revenues for regulatory purposes;

3) record separately all direct acquisition costs for review by the Board on an annual basis;

4) record separately all direct integration costs for subsequent review by the Board;

5) record separately all cost savings directly related to the transaction for subsequent review by the Board;

6) within twelve months of the date of closing, report to the Board on the revised estimate of acquisition costs, integration costs, expected cost saving, and a proposed plan as to how the net benefits arising from the Transaction are to be shared between the customers of the gas and electric utilities;

7) make applications to the Board at the earliest possible date for confirmation of rates for the year 2000 for both the gas and electric utilities;

8) consider a shorter amortization period for all costs of the Transaction, including integration costs and goodwill;

9) not cross-subsidize the operations of one utility using the operations of the other utility;

10) consider the need for a new code of conduct which addresses how customer information and business transactions should be shared between the two utilities.

The Board also recommended to the Government of Manitoba that The *Public Utilities Board Act* be amended to remove Hydro's exemption under Section 2(5) which essentially eliminates the Board's jurisdiction under that Act, i.e., general supervisory powers.

Electricity

Supply reliability has become a significant issue for the U.S. marketplace and is impacting on all suppliers even those north of the U.S. border. The Board is examining its role in this regard and will likely have some regulatory responsibility. In the interest of harmonization, the Board will be reviewing with colleagues across the U.S. and Canada how this matter is best handled.

As noted earlier Centra Gas Manitoba Inc. was acquired by Manitoba Hydro, a crown corporation. They are currently regulated separately under two separate Acts. Manitoba Hydro is excluded from the jurisdiction of the Board pursuant to *The Public Utilities Board Act*. The Board derives its economic regulatory powers over Manitoba Hydro from *The Crown Corporations Act* which limits the Board's jurisdiction to approving rates only. The Board maintains jurisdiction over the revenue requirement of the utility but has no jurisdiction to approve or otherwise capital projects or to hear consumer complaints. The Board's general supervisory powers do not apply.

Centra Gas Manitoba Inc. continues to be regulated on a rate base rate of return methodology and this will not change in the immediate future. *The Public Utilities Board Act* with its broad powers applies in its entirety.

There is a view that this difference in regulatory oversight and powers will need to change. The question that needs to be answered is to what regime.

There are two paradigms and support can be given for both. Firstly, the paradigm supported by Manitoba Hydro which says, as a crown corporation the public interest issues associated with being a provider of an essential service in a monopoly environment are properly vested in the Government.

They would argue further that there is no conflict between the interests of the ratepayer and the corporate interests. They often refer to this as their "accountability wheel". They question the value the regulator brings particularly when costs are considered.

Further, their accountability is enhanced by the reviews of the Crown Corporations Council, an agency reporting to the Minister of Finance, by the convening of public accountability sessions, by meetings of the Public Utilities Committee of the legislature and of course, by customer complaints.

Others, including The Public Utilities Board argue that ownership issues should address the form of regulation but not the need for regulation itself. A regulatory referral still removes the complex issues of rate determination from the more pressing matters of the state at possibly no cost to Government. The regulatory process allows for an orderly process for such reviews and an ability for the public to influence those decisions on an informed basis.

Recognizing such entities have large capital requirements and if commissioned, can be of economic significance, legislatures are tempted to retain jurisdiction on such matters and perhaps, use a process to seek recommendations only. If the recommendations are not adopted does the risk of a financial disallowance remain if the regulator has jurisdiction over the revenue requirement and is such power useful?

Ontario Energy Board

Mandate

The *Energy Competition Act*, 1998 redefined the role and the mandate of the Board. While it granted some powers to the Board's previous role as a regulator of natural gas, it granted the Ontario Energy Board (OEB) substantial new powers in electricity.

Performance

Electricity Regulation - Market Opening November, 2000

Licensing & Codes

All electricity market participants must be licensed. All existing electricity distributors, transmitters and generators have been licensed with exception of 3 privately owned distribution companies. In 1999, seven retail licences were issued. Codes are a condition of licences. Six codes have been developed that will govern market participants:

The *Affiliate Relationships Code For Electricity Distributors and Transmitters* sets out the standards and conditions for the interaction between electricity distributors or transmitters and their respective affiliated companies.

The *Electricity Retailer Code of Conduct* sets the minimum standards under which a licensed electricity retailer may retail electricity. Specific requirements may apply for offers made to residential or small business consumers.

The *DRAFT Transmission System Code* sets out the minimum conditions that a transmitter shall meet in managing its transmission system; the O&M standards; and the standard terms and conditions of a connection agreement.

The *DRAFT Distribution System Code* sets the minimum conditions that a distributor must meet in carrying out its obligations to distribute electricity.

The *Retail Settlement Code* sets the minimum obligations that a distributor and retailer must meet in determining the financial settlement costs of electricity retailers and consumers and in facilitating service transaction requests where a competitive retailer provides service to a consumer.

The *Standard Supply Service Code for Electricity Distributors* sets the minimum conditions that a distributor must meet in carrying out its obligation to sell electricity.

Rates & PBR

In order to separate "competitive" cost-of-power costs from monopoly wires charges, distribution utilities must develop unbundled rates. The Board developed a process and spreadsheet model to assist the distribution utilities to achieve this.

In January, 2000, the OEB approved a PBR plan for Ontario's 250+ distributors that adopts a price-cap for distribution rates, as well as minimum service quality performance standards and a consistent framework for service quality monitoring. The price-cap requires any change in distribution prices to be based on input-prices and a required annual productivity requirement. In addition, deferred return and prudently incurred transition/extraordinary event costs (outside the scope of the price cap) can be passed through to consumers. This performance-based approach decouples costs from revenues. The Board developed a process and handbook to assist the LDCs in implementing the approved PBR requirements in time for market opening. The *Electricity Distribution Rate Handbook* was released in March, 2000.

During the PBR proceeding, the Board provided distribution utilities with the ability to earn up to a market-based rate of return (up to 9.88%) on common equity.

The *Accounting Procedures Handbook*, including a *Uniform System of Accounts*, was also approved and issued in November, 1999. The Handbook pro-

vides guidance to electricity distribution utilities on accounting procedures and requirements as well as setting out a uniform accounting system.

One electricity rate proceeding was held in 1999 to establish transmission rates for Hydro One Networks Inc. (formerly Ontario Hydro Networks Company Inc.). Interim rate orders were issued for about 260 distributors. The Board also initiated a process to review the budget of and set fees for the Independent Electricity Market Operator (IMO).

Facilities Projects

To facilitate the Board's regulatory oversight of the monopoly "wires" systems in Ontario, work started on establishing means to assess the technical feasibility, economic consequences, and environmental significance of system expansions.

Mergers, Acquisitions, Amalgamations and Divestitures (MAADs)

In support of its regulatory oversight of MAADs in the Ontario electricity industry, the Board issued filing requirements guidelines in February, 2000. The Board's consideration of an application focuses on how the proposed transaction may impact on the achievement of the 6 objectives stipulated in the OEB Act, 1998.

Market Surveillance

In preparation for the Board's role in monitoring of markets in the electricity sector, a Memorandum of Understanding between the OEB, the IMO and the federal Competition Bureau is being drafted to clarify and coordinate roles and responsibilities.

Gas Regulation

Licensing & Codes

As of March 1, 1999, any individual or company selling natural gas to residential and small commercial consumers in Ontario must obtain a licence from the OEB. Twenty licences were issued in 1999. Gas marketers are required to adhere to;

An Affiliate Relationships Code for Gas Utilities which sets out the standards and conditions for the interaction between gas distributors, transmitters and storage companies and their respective affiliated companies.

The Code of Conduct for Gas Marketers which sets the minimum standards under which a gas marketer may sell or offer to sell gas to a low-volume consumer, or act as agent or broker with respect to the sale or offering for sale of gas.

Municipal Franchise Agreements

The Board undertook a review of revisions to the *Model Franchise Agreement* which was originally developed in 1987. A decision is expected this year.

Distributor Access Rule

The Board has convened an industry task force to make recommendations to the Board on rules that it should consider surrounding customer mobility, service unbundling, and how distributors should deal with retailers, customers, and consumers. The aim is to develop rules that are non-preferential and non-discriminatory, that maintain parity with developments in electricity, and that standardize business practices across gas distributors.

Rates & PBR

Both Enbridge and Union are moving towards the unbundling of their businesses and service offerings into the monopoly and competitive parts.

The Board approved a limited PBR plan for Enbridge Consumers Gas relating to operations and maintenance. Union Gas has submitted an application for rates based on a five-year PBR plan. A proceeding considering this application is currently underway.

Summary of Results

The Board worked closely with industry contemporaries to learn from their experience and to craft the new regulatory environment. Results include:

Policy, Rules & Regulations

- ✓ Accounting Procedures Handbook issued, and Uniform System of Accounts established
- ✓ Affiliate Relationships Code for Electricity Distributors and Transmitters issued
- ✓ Affiliate Relationships Code for Gas Distributors developed
- ✓ Customer Service Centre opened
- ✓ Distribution System Code developed
- ✓ Electricity Retailer Code of Conduct issued
- ✓ Electricity Distribution PBR introduced[1]
- ✓ Gas Distributor Access Rule developed
- ✓ MAADs Guidelines issued
- ✓ New Gas Model Municipal Franchise Agreement developed
- ✓ Retail Settlement Code issued
- ✓ Standard Supply Service Code issued
- ✓ Transmission System Code developed

Licences and Applications (Fiscal 1999-2000)

Electricity

263	Distribution Licences
11	Electricity Retail Licences
84	Generator Licences
3	Transmission Licences
4	MAADs
263	Interim distribution Rates Orders

Gas

72	Gas Franchise Agreements
19	Gas Marketer Licences
13	Facilities
12	Certificates
2	Rates

All OEB decisions and board orders are available on the OEB's website (www.oeb.gov.on.ca).

Preparing for Change

Strategic Alignment and Regulatory Process

A new committee structure has been adopted. An Executive Committee, sets and reviews the Board's business plans and activities, and recommends issues for Board consideration. A Management Committee, develops policies relating to, and oversees, the administrative aspects of the Board's operations. Four Technical Working Committees deal with matters in functional areas. These committees are charged with the responsibility to forward recommendations to the full Board regarding issues, policy and regulatory process. Board Member representatives on each of these committees also form a standing panel that can adjudicate on applications that do not require an oral hearing.

Focus on Communications and Customer Service

As electricity market opening approaches, consumer needs for current information about what is happening in the market and what choices are available to them are a priority. To advance consumer protection and education, the Board opened its new Customer Service Centre on March 20, 2000. The Centre provides information, in both official languages, to assist the public in understanding the evolving energy arena in Ontario. As well, the Customer Service Centre deals with

1 The rates implications aspects of the Board's decision on PBR as well as Standard Supply Service Code and the Retail Settlements Code, Distribution System Code, rates issues, wires-only distributioon activities, and other non-competitive electricity charges are assembled in the electricity Distribution Rate Handbook.

complaints and disputes between consumers and natural gas marketers or electricity retailers and refers unresolved complaints to a third party, complaint resolution contractor.

Stakeholder Consultation

Intensive stakeholder consultation and submissions to the Board resulted in the development and approval of industry codes and guidelines to govern participants in the market. The Board has been greatly assisted by industry task forces whose members met over several months to develop recommendations to form the foundation of performance-based regulatory schemes, utility accounting procedures, and draft codes, which were subject to broad public consultation prior to finalization. This participative approach to policy development and implementation continues.

Electronic Regulatory Filing

The Board is developing electronic regulatory filing processes and systems to achieve a more efficient regulatory process.

Cost Assessment and Recovery

A significant change to the Board's traditional cost assessment procedures was required during the year in recognition of its expanded responsibilities. New activity-based methods are employed to recover 100% of costs through fees, a general cost assessment and proceeding cost assessments.

Emerging Issues and Outlook

Issues that the Board will be wrestling with in the coming year include:

- Electricity Market Opening - How is the Board ensuring that its regulatory instruments and processes are ready for market opening?
- Consumer Information - How can the Board contribute to a smooth transition to a competitive electricity market?
- Review of Regulatory Process - How can the Board streamline information requirements and hearing processes?
- Retail Electricity Rate Setting - How might the OEB's responsibility with respect to retail electricity rate setting in Ontario evolve with emerging energy markets?
- Gas Utility Rate Regulation - How might the OEB's responsibility with respect to gas utility rate regulation in Ontario evolve with the shift PBR?
- Electricity Facilities Expansion - How might the OEB's obligation to review electricity system expansion proposals by the owners and operators of system facilities be implemented?
- Municipal Gas Franchises - What events may affect the way gas utilities interact with the municipalities they serve in the future?
- Market Surveillance at the OEB - How might the Board satisfy it's shared, legislated obligation to monitor electricity markets with the IMO?

In response to these issues, the Board anticipates an extremely busy agenda. Major activities include:

Regulatory Process

- ➔ Board Rules of Practice and Cost Assessment Guidelines
- ➔ Electronic Regulatory Filing Process and System
- ➔ Appeals Process

Audit / Investigations

- ➔ Confidentiality Guidelines
- ➔ Cost of Service Model
- ➔ Criteria for Conducting Audit Reviews, Investigations and Monitoring
- ➔ Filing Requirements for Board-wide Monitoring Needs

- ➔ Compliance Programs for Board Instruments
- ➔ Investigation procedures

Market Surveillance

- ➔ Market Surveillance Programs
- ➔ MAADs Applications

Electricity

- ➔ End-state Licences for electricity market participants, and Licensing Processes
- ➔ Rate Hearings: IMO Fees, Hydro One Networks Inc. Transmission Tariff (formerly Ontario Hydro Networks Company Inc.)
- ➔ Electricity Distribution Rate Unbundling and Re-balancing / Non-Competitive Charges (rate applications), 1st Generation PBR Review, and 2nd Generation PBR Policy
- ➔ Electricity Transmission and Distribution System Codes
- ➔ Standard Supply Service Implementation Guidelines
- ➔ Leave to Construct/System Expansion Requirements
- ➔ Facilities application

Gas

- ➔ Rate Hearings: Union Gas
- ➔ New Model Franchise Agreement
- ➔ Distributor Access Rule
- ➔ Facilities Applications

More Information

For more information on these and other matters that may be of interest to you, please contact:

Jay Young
General Manager
Phone: (416) 440-8135
Fax: (416) 440-7656
E-mail: YoungJa@oeb.gov.on.ca

Régie de l'énergie du Québec

Introduction

The Régie de l'énergie is an arm's-length, quasi-judicial economic regulation agency. The Régie is also a self-financing agency and it operates on the basis of the user-pay principle.

The Régie consists of seven permanent commissioners and one additional commissioner. The salaries and other labour conditions of its staff of 63 (full-time equivalents) are established by regulation and subject to government approval.

Electricity Sector

Determination of electric power transmission rates (R-3401-98)

The Régie decided to establish a two-phase process for the proceeding to determine the average unit transmission price and to modify transmission rates (held under the *Act respecting the Régie de l'énergie*, sections 48-51): first, an information phase consisting of at least three information sessions, which began in February 2000, and then the hearings per se, for which the first preparatory meeting was held on April 12, 2000. Hydro-Québec is to file its evidence in the summer of 2000.

Opinion on small private hydroelectric plants (R-3410-98)

At the Government's request, the Régie submitted an opinion on December 14, 1999 (opinion A-99-02) on terms and conditions for the inclusion of power from small private hydroelectric plants in Hydro-Québec's resource plan. Hearings were held from June 1 to 22, 1999 and 24 experts were heard. The Régie recommended that a set-aside of 150 MW be allocated to small private hydroelectric production and proposed that the price be determined through a competitive bidding process, with a price cap of 4.5 cents/kWh.

Hearing on Hydro-Québec's terms and conditions of service (R-3439-2000)

On March 3, 2000, the Régie released a procedural decision (D-2000-35) concerning the framework for its review of some of Hydro-Québec's terms and conditions for supplying electric power, the timetable for the hearings, and concerning some requests to intervene.

The Régie decided that the matters under consideration would be limited to the service contract and the related obligations, measurement and billing, terms of payment, and credit and collection policies. The Régie also established a timetable calling for a series of six technical meetings in June 2000 and the filing of Hydro-Québec's proposal on August 14, 2000. The hearings are to be held in December 2000.

Natural Gas Sector

Application to modify GMCLP's rates as of October 1, 1999 (R-3426-99)

In the decision D-2000-34, dated February 29, 2000, the Régie de l'énergie approved a 2.6% increase in transmission and distribution rates and the text of the resulting rates schedule. The increase is due to a major increase in TCPL's rates and amortization of the rate stabilization account for unusual weather.

The authorized return on equity for distribution operations was set at 9.72%, based on an automatic adjustment mechanism established by the Régie in the 1999 rate proceeding. The Régie approved updated unit prices for 1B class "improved" interruptible service, on a temporary basis. The new rates are based on the most recent changes to cost allocation methods, including the redefinition of the "peak" factor. The Régie also authorized GMCLP's application concerning terms and conditions for delivery service to the distributor's service area, on a temporary basis.

Decision on Gazifère Inc.'s 1999-2000 rates application (R-3430-99)

In the decision D-2000-48, dated March 29, 2000, the Régie approved most elements of Gazifère's proposed formula for a multi-year incentive-based mechanism for determining the necessary operating costs Gazifère must bear in order to deliver service. This incentive-based approach is consistent with the objective of regulatory streamlining.

In the absence of a comprehensive cost allocation study, the Régie adopted a method for allocating administrative expenses to unregulated operations based on the proportion of revenues generated by those activities.

The Régie also approved, as part of a demand-side management plan, an energy efficiency program. The approved 10.13% rate of return on equity was set on the basis of the automatic adjustment mechanism approved in the preceding rate decision. The Régie authorized a 0.5% rate increase.

Decision D-2000-53 of March 30, 2000 concerning incentive-based measures or mechanisms to improve a gas distributor's performance and satisfy consumer needs (R-3425-99) and decision D-99-209, rendered on December 10, 1999

The Régie held public hearings in four phases:

Phase I: Procedural decision and determination of objectives, including the creation of a negotiated agreement process (NAP).

Phase II: Régie proposes guidelines for the NAP and topics for discussion.

Intervenors hold technical meetings, with the participation of Régie staff, followed by the signing of a unanimous report by participants (excluding Régie staff) on the guidelines, the topics and the timetable.

The report is enshrined in the Régie's decision D-99-209.

Phase III: Negotiations held from December 1999 to April 2000, leading to the filing of a negotiated agreement, with the Industrial Gas Users Association (IGUA) dissenting.

Hybrid agreement: revenue caps and price caps for five years, renewable by agreement, and a financing mechanism for energy efficiency programs.

Phase IV: A technical meeting attended by Régie staff and participants is held on June 27, followed by hearings in July.

Opinion for Government on the granting of exclusive distribution rights (R-3408-98)

At the Government's request, the Régie submitted opinion A-99-01 on September 3, 1999 concerning a request from Gaz Métropolitain and Company, Limited Partnership for exclusive distribution rights in the Lower St. Lawrence, Gaspé and North Shore regions. GMCLP plans to extend its network to serve industrial customers on the North Shore, with a possible linkup to the Sable Island development in Nova Scotia. The Régie's opinion was favourable to the application.

Petroleum Products Sector

Determination of gasoline and diesel fuel retailers' annual operating expenses (R-3438-2000)

In procedural decision D-2000-36, rendered on March 3, 2000, the Régie proposed to hold hearings on the renewal of decision D-99-133, which set operating expenses at 3 cents per litre. The Régie will not analyze the appropriateness of including an amount for operating expenses in the calculation of the minimum retail prices for gasoline and diesel fuel, since that analysis was performed for decision D-99-133.

Investigative report on fluctuations in the selling price of gasoline and diesel fuel between October 1998 and December 31, 1999 in the Abitibi-Témiscamingue, Saguenay/Lac Saint-Jean and Haute-Mauricie regions

In the fall of 1999, the Régie conducted an inquiry into fluctuations in the selling price of gasoline and diesel fuel in the Abitibi-Témiscamingue, Saguenay/Lac-Saint-Jean and Haute-Mauricie regions. The investigative report, released on February 24, 2000, is based on the information and data obtained in the course of the Régie's consultations with interested parties, including oil distributors (majors and independents) and local stakeholders in each of the regions. In general terms, the Régie concluded that the increases in gasoline and diesel fuel prices during the period under study were due primarily to international conditions over which Québec has no control. The investigation also showed that, despite some peculiarities, market forces were operative in the gasoline and diesel fuel markets in the regions in question.

Other Matters

Monitoring of distributors' operations

Subsection 31(2) of the *Act respecting the Régie de l'énergie*, which stipulates that the Régie has exclusive authority to monitor the operations of Hydro-Québec and of natural gas distributors in order to ensure sufficient supplies and fair rates for consumers, came into force on March 18, 1998. The Régie began monitoring Hydro-Québec's operations in the summer of 1998, initially focussing on the sufficiency of electric power supply. The Régie also asked distributors to file documents to assess their Y2K contingency plans.

Other

Amendments to the Act respecting the Régie de l'énergie: Bill 116

This bill amends the *Act respecting the Régie de l'énergie* in order to modify the board's jurisdiction as regards electric power rates, to introduce more competition into the electricity market, to make the board's mode of operation more flexible and to broaden its sources of funding.

The bill establishes the procedure for setting the rates and conditions applicable to the transmission and distribution of electric power. The costs to be taken into consideration by the Régie when setting the rates chargeable by the electric power distributor are treated differently according to whether or not the needs of Québec markets are being satisfied out of the heritage electricity pool. The annual heritage electricity pool is determined to correspond to a consumption of up to 165 terawatt-hours. The average cost of heritage pool electricity is set at 2.79 cents per kilowatt-hour and may be reduced by the Government.

The bill also provides that the cost of electric power other than heritage pool electricity will be determined by way of a tender solicitation governed by a procedure and a code of ethics submitted to the Régie's approval. Supply contracts will be awarded on the basis of the lowest tendered price and such other factors as the applicable transmission costs. Compliance with the tender solicitation procedure and code of ethics will be monitored by the Régie, and supply contracts entered into by the electric power distributor will require the prior approval of the Régie.

The determination of transmission rates and rates chargeable by the electric power distributor will be subject to a number of criteria, including

uniformity throughout the territory served, and certain electric power transmission and distribution assets in operation or under construction are to be recognized for the purposes of rate setting. Moreover, the rates applicable to a class of consumers cannot be modified in order to alleviate the cross-subsidization of the rates charged by the electric power distributor.

Certain rules governing the operation of the Régie are to be altered, for instance as concerns the nature of the applications that may be examined and decided by a single commissioner. Moreover, the Régie will be authorized to hold conciliation sessions. The rules governing the financing of the Régie's activities are amended as are the provisions pertaining to the regulatory empowerment of the Régie and the Government.

Lastly, the bill contains technical amendments, amendments for concordance and transitional provisions.

Intervenors' Expenses

Decision on an Intervener Costs Payment Guide (R-3412-98)

In its decision D-99-124, rendered on July 22, 1999, the Régie approved an Intervenor Costs Payment Guide, following a generic hearing. The Régie adopted measures to optimize the use of resources so as to control the cost of regulation, measures related to interventions and the handling of applications, and measures to ensure more effective operations, including a requirement for all intervenors that want to claim reimbursement of their expenses to submit a preliminary budget and to use new claim forms.

Forum On Energy Regulation

The Régie organized a major Forum on Energy Regulation, together with the Canadian Association of Members of Public Utility Tribunals (CAMPUT) and the National Association of Regulatory Utility Commissioners (NARUC). The event drew nearly 1,000 participants from over 90 countries. Documents from the Forum are posted on the Web at http://www.energyforum.org.

The event helped CAMPUT raise its profile and expand its international relations, important components of its strategic vision.

The Régie thanks all the CAMPUT members who helped make the Forum an event of which we can all be proud.

For information:

CAMPUT Contact:
Richard Carrier
Director, Economic Analysis,
Rates and Finance
Régie de l'énergie
Tel: (514) 873-2452, ext.227
Fax: (514) 873-3037
E-Mail: richard.carrier@regie-energie.qc.ca

Board of Commissioners of Public Utilities of the Province of New Brunswick

The passage of the *Gas Distribution Act*, 1999 ("the Act") and the awarding of the general franchise for natural gas distribution to Enbridge Gas New Brunswick ("EGNB") by the Province has resulted in additional responsibilities and an increased workload for the Board. To meet these challenges, the Province appointed additional part-time commissioners last fall. Consequently, the current Board consists of a full-time Chairman with an open term and eight part-time commissioners serving either two year or three year terms.

In the past ten months, the Board has had an extremely busy calendar of regulatory activities relating to the marketing and distribution of natural gas. In November, the Board passed the following regulations:

i) *Gas Distribution and Marketers' Filing Regulation*;

ii) *Gas Pipeline Regulation*;

iii) *Gas Distribution Uniform Accounting Regulation*;

iv) *Gas Distribution Rules of Procedure*.

As the Act requires that gas marketers obtain a certificate from the Board before beginning to sell natural gas in New Brunswick, the Board considered that it would be appropriate to establish the rules that would apply to persons seeking a certificate and to the conduct of gas marketers operating in the Province. Rules were also required to govern the interaction between EGNB and gas marketers. The Board initiated a generic proceeding to deal with these gas marketers issues.

The gas marketers' proceeding was unique because it was the first time that the Board used a Consensus Committee approach. With this approach, parties hold meetings in an attempt to resolve issues prior to the public hearing. To assist the Consensus Committee, the Board appointed an independent facilitator to lead discussions. As the Consensus Committee was able to reach agreement on many items on the Issues List, the Board found the process extremely worthwhile in saving time and expense. Issues not resolved by this approach were dealt with in a hearing held in January.

The Board gave an Oral Decision on the gas marketers' issues in late January to facilitate market start-up and issued a written Decision in March. The Board decided that it will require all applicants for a marketer's certificate to complete a standard application form. Applicants are also required to provide a business plan and financial information to the Board in order for the Board to determine the necessity of the marketer providing a security arrangement. The Board also approved a Code of Conduct for gas marketers selling to low volume customers, established rules for EGNB governing its relationship to all gas marketers including affiliated companies and created an ongoing Working Group to consider emerging issues in the evolving natural gas industry in New Brunswick.

In February, the Board stayed a local producer franchise application by MariCo Oil & Gas Corporation.

Most recently, the Board held public hearings to consider two applications by EGNB:

i) A rate application setting distribution rates for Fiscal Year 2001,

ii) A permit to construct application for construction of EGNB's main grid distribution pipeline system in seven New Brunswick municipalities commencing in July of this year.

In May, the Board approved EGNB's market-based approach to set target distribution rates during the development period, i.e. the period during which EGNB cannot be expected to operate like a mature utility because it is still in the early stages of infrastructure development and customer capture. This market-based approach is premised upon the total delivered price of natural gas to the customer being below the equivalent price for fuel oil. EGNB pro-

posed that its distribution rates be set so that the burner tip cost on an annual basis to the customer would be approximately:

30% below the fuel oil costs in the residential market;

15% below the fuel oil costs in the Light Fuel Oil markets;

5% below the fuel oil costs in the Heavy Fuel Oil market.

In approving this proposal, the Board recognized that there must be an incentive for customers to switch from their existing energy source to natural gas. While the Board approved the approach, it did not approve EGNB's target rates as filed because it became clear during the hearing, that the values for certain items in the target rate calculation may have changed significantly since EGNB prepared its proposed target rates. The Board directed EGNB to file proposed target rates that are based on current information together with supporting evidence to show how the value for each item was established. The Board anticipates dealing with EGNB's proposed target rate with a written submission process.

Decisions on EGNB's target rates, other outstanding issues from EGNB's rate application and EGNB's permit to construct application are pending. The Board will also issue a decision on the principles it will follow in considering intervenor cost awards under the Act in the nearfuture.

Prince Edward Island Regulatory and Appeals Commission

Tribunal Description and Mandate

The Prince Edward Island Regulatory and Appeals Commission – or "IRAC" as it is commonly referred to in Prince Edward Island was established in 1991 upon the amalgamation of the former Public Utilities Commission, Land Use Commission, and the office of the Director of Residential Rental Property. The Commission derives its legislative authority from the *Island Regulatory and Appeals Commission Act*. We believe the Commission's mandate is unique in that it is an independent tribunal having appellate, regulatory and administrative functions and responsibilities. There are numerous pieces of legislation which the Commission is called upon to administer in one way or another, but the main ones are: *Lands Protection Act*, *Petroleum Products Act*, *Maritime Electric Company Limited Regulation Act*. In addition, the Commission houses and funds the office of the Director of Residential Rental Property, or Rentalsman, created under the *Rental of Residential Property Act*. The Commission also has appellate responsibilities under the *Planning Act*, the *Unsightly Property Act*, the *Revenue Administration Act*, the *Real Property Assessment Act*, the *Real Property Tax Act*, the *Roads Act* and the *Heritage Places Protection Act*. IRAC operates at arms-length from the Provincial Government with two full-time Commissioners – a Chair and a Vice-Chair, together with six part-time Commissioners who are appointed by Lieutenant Governor in Council. The Commission is served by a staff of approximately 18. The work of the Commission is carried out by five main divisions: Administrative Services, Land, Office of the Director of Residential Rental Property, Petroleum and Technical Services – each having separate and distinct responsibilities.

Recent Significant Events/Emerging Issues

1. Provincial Solid Waste Management System:

The Provincial Government appointed Island Waste Management Corporation has continued to move forward with a province-wide waste management system which is based on recycling and composting. An initial recycling process is to be implemented in the greater Charlottetown area during the summer of 2000.

The Provincial Government's original plan was to establish a private sector, utility type operation to operate a province-wide solid waste management system. This approach would have, in turn, required a regulatory involvement of the Island Regulatory and Appeals Commission in establishing and monitoring service, as well as approving customer rate charges. With the Government appointed Waste Management Corporation, which will work as a non-profit operation while utilizing local firms for the waste management work, there is not, at this time, any move to provide for an independent regulatory process.

2. Natural Gas:

The Province, through its Provincial Energy Corporation, is still pursuing the extension of the natural gas transmission pipeline for Sable Island natural gas to Prince Edward Island. The main problems continue to be the cost of bringing natural gas to the Island and the potential economics of the market for natural gas within the Province.

The Province is attempting to ascertain the development (economic) potential on the Island for natural gas through a request for Expressions of Interest. Through this process, the Province is providing possibly interested developers an

opportunity to describe the details of their proposed development plans, as well as the impacts that their plans would have on the Island's economy. Interested developers will also have to demonstrate their technical and financial abilities to implement their plans.

The Expression of Interest process is seen by the Provincial Government as the first stage of a process to fully assess the feasibility of constructing a natural gas pipeline to Prince Edward Island. This process also requires the interested developers to consider maximizing the amount of electricity generation on-Island using natural gas, providing a staged natural gas distribution plan and providing natural gas access for the Province's large industrial users. Developers have until April 28, 2000 to respond.

Again as noted last year in this forum, the Provincial Government at this time sees the natural gas sector as a business development process and has not identified any role for IRAC in the business development aspect or future regulatory requirements. In fact, the Province's *Natural Gas Distribution Act* provides for the establishment of a National Gas Distribution Board which would have broad powers to monitor and regulate natural gas usage in the Province. This Board has not yet been established.

3. Electricity:

Maritime Electric is a wholly-owned subsidiary of Fortis Inc. The Company operates under the provisions of the *Maritime Electric Company Limited Regulation Act*. The principles of this Act are:

An obligation to serve;

- A requirement to maintain a prescribed level of system reliability;
- A minimum of 40 percent common equity in the Company's capital structure;
- A monopoly to sell electricity on Prince Edward Island; and,
- Rates for electricity and ancillary services on Prince Edward Island to be no greater than 110 percent of NB Power rates for comparable service in New Brunswick.

IRAC's role under this Act is one of monitoring Maritime Electric's performance within the established principles. The application of the 110 percent rate principle has seen residential electric bills decrease by 12.4% between July 1994 and March 2000. However, in the Spring of this year, Maritime Electric increased its residential energy charge by 3 percent through the appliance of the 110 percent of NB Power rates, as those rates were increased in New Brunswick.

The increased move by regulators and the industry across North America to competitive models has not yet impacted the electric utility arrangement in Prince Edward Island. It is inevitable that this will happen at some point in the future and will require a fundamental rethinking of IRAC's and the electricity industry's roles in Prince Edward Island. The possible availability of natural gas may also see some changes in the operation of Maritime Electric and its relationship with IRAC.

4. Petroleum

The Province's *i* provides that IRAC approve prices for petroleum products within the Province. The volatile petroleum market conditions of mid and late winter brought substantial pressure on IRAC from the petroleum wholesalers to have IRAC move from a cost-driven approach starting with crude oil, to a market-driven approach related to rack prices for setting petroleum prices.

IRAC recognizes that the sharp peaks in wholesale prices for different petroleum products during the past winter season have been a test for its approach to establishing fair and reasonable pricing for petroleum products on the Island. As a result, a number of wholesalers have made application to IRAC requesting consideration of changes to the price-setting process. IRAC will be very careful in dealing with these requests in view of the fact that

the existing process appears to have provided fair treatment over the years for both the sellers and consumers of petroleum products. While the volatile peaks of this past winter did generate some concern within the wholesalers, that level of volatility was somewhat unique when looked at from the longer perspective of IRAC's role in setting petroleum product prices.

Contact person:
(Mrs.) H. Doris Pursey
The Island Regulatory and Appeals Commission
Tel: (902) 892-3501
Fax: (902) 566-4076
e-mail: dorisp@irac.pe.ca

Nova Scotia Utility and Review Board

General

Charles J. McManus, P. Eng., a long-time member of the Board, passed away on November 4, 1999. His insight, experience and sense of humour are sorely missed by his colleagues at the Board. At the time of death he was president of CAMPUT.

In April, 2000, the Board assumed responsibility for the adjudicatory functions of the former *Nova Scotia Alcohol and Gaming Authority*. The Board's other adjudicatory functions include hearing assessment and planning appeals, compensation appeals under the *Victims' Rights and Services Act*, compensation claims under the *Expropriation Act* and conducting municipal boundary and school board electoral district boundary reviews. On the regulatory side, the Board regulates electric and water utilities and natural gas. It also regulates public passenger motor carriers and has certain regulatory responsibilities with respect to automobile insurance.

This report will be confined to electricity, water and natural gas.

Electricity

The largest electric utility by far in Nova Scotia is Nova Scotia Power Inc. (NSPI). Privatized in 1992, it distributes 95% of the power in Nova Scotia, the balance being provided by six small municipal utilities. It generates 97% of the power produced in Nova Scotia.

While there have not been any moves towards deregulation or re-regulation in the electric utility field in Nova Scotia as yet, the coming of natural gas to Nova Scotia has prompted NSPI to apply to introduce rate options designed to give its larger customers greater pricing choices and to preserve its existing sales base.

In May, 2000, the Board authorized NSPI to offer a load retention rate to customers who are considering an alternate energy supply source of at least 2,000 kVA. The customer's option to use a supply other than NSPI's must be both technically and economically feasible. The price and conditions offered under the rate are to be determined on a customer by customer basis. Before a customer may take service under the rate, NSPI must satisfy the Board that the revenue from the customer will be greater than the incremental cost to serve the customer and shall make a "significant positive contribution to fixed costs". The Board must approve the price and conditions of service for each customer who applies to take service under the rate. It is widely anticipated that a large pulp and paper mill which will have the ability to take natural gas from the Point Tupper lateral, expected to come into service this year, will be the first applicant for service under this rate.

In June, 2000, the Board approved a real time pricing rate for NSPI. It will be available to customers with loads of 2,000 kVA or greater. Customers will pay an energy charge consisting of the marginal energy cost of producing energy in the next hour together with a "fixed cost adder" designed to recover fixed costs. Fixed generation costs are assigned to on-peak hours and are recovered through the adders. The remaining fixed costs are assigned to all hours. As an example of the difference in fixed cost adders depending on the time of day, for the peak period between 7:00 am and 11:00 pm, for customers taking service at a transmission voltage of 138 kV or greater, the rate is 3.244 cents per kWh. The off-peak rate is 0.268 cents per kWh. There is no seasonal variation in the rates. It is hoped that the rate will prompt customers to shift production to the off-peak hours thereby improving NSPI's load factor.

Water

Perhaps the most interesting of the Board's recent water decisions involved an application by the Cape Breton Regional Municipality (CBRM) for approval of a new water rate structure to apply to the customers of the eight former water utilities

which existed prior to the amalgamation of a number of municipalities to form the Cape Breton Regional Municipality. CBRM sought approval of rates for the next five years. At the end of that time, all customers would pay the same rates and get the same quality of water. It is to be noted that most of the eight water systems are not inter-connected and that they are located in different areas of what is a large municipality geographically. The costs of service for the different water systems vary. CBRM argued that in order to undertake the heavy financial costs of upgrading most of the water systems to a common level which would meet the Canadian Drinking Water Guidelines, it would be necessary to adopt a value-of-service approach. Rate increases for the different water systems would come into effect as water treatment facilities were completed over the five-year period. The Board accepted the proposed approach, but approved rates for the first two years only.

Natural Gas

The Board has been pre-occupied with natural gas issues over the last year. On November 16, 1999, the Board awarded a Province-wide natural gas franchise to Sempra Atlantic Gas Inc., a subsidiary of Sempra Energy, a Fortune 500 Company, whose distribution subsidiaries have the largest number of natural gas customers in North America. The Board's decision was confirmed by the Governor in Council on December 16, 1999. The other applicant for a province-wide distribution franchise was Maritimes NRG, a joint venture of Irving Oil and Westcoast Energy. The Board anticipates that construction of Sempra's distribution system in Nova Scotia will begin later this year. The first counties to be served are expected to be Pictou and Colchester, which are on the Maritimes and Northeast mainline.

The Board has spent a great deal of time in the last several months gearing up for the necessary inspection and certification duties involved in the construction and operation of Sempra's pipeline system. The *Nova Scotia Gas Distribution Act* requires that the sale of natural gas be unbundled from the transportation function, and the Board has just completed a hearing with respect to the conditions which will apply to the sale of gas in Nova Scotia by gas marketers. A decision is expected this summer. While the general terms of Sempra's rate plan were set at the initial franchise hearing, a further hearing will be held in the early fall to finalize Sempra's first rate schedule and its rules and regulations.

Board of Commissioners of Public Utilities for Newfoundland and Labrador

The Board is an independent quasi-judicial regulatory agency appointed by the Lieutenant Governor in Council and operates primarily under the authority of the *Public Utilities Act*, R.S.N., 1990. The Board is comprised by statute of three full-time Commissioners and up to six part-time Commissioners. The Board has a staff complement of ten, comprised of six administrative staff and four regulatory staff. The Board is fully funded by assessments upon industries regulated and receives no funding from the Provincial Government.

The Board administers the following Acts, or parts thereof:

- The *Electrical Power Control Act*,
- The *Public Utilities Acquisition of Land Act*,
- The *Automobile Insurance Act (part)*,
- The *Motor Carrier Act*,
- The *Motor Vehicle Transport Act of Canada*,
- The *Expropriations Act*, and
- The *Public Utilities Act*.

Electric Utilities

The two main electric utilities operating in the Province of Newfoundland and Labrador regulated by the Board are Newfoundland Power Inc., an investor-owned utility, and Newfoundland and Labrador Hydro Corporation, a crown corporation. The Board receives numerous reports on a regular basis from the utilities on their operations, and the Board uses these reports in its continued overseeing of the electric utility industry in the Province.

In addition to Board orders dealing with contributions in aid of construction, the approval of revisions to the system of accounts, the funding and amortization of an early retirement program of Newfoundland Power, revisions to the 1999 capital budgets of the utilities, annual rate changes resulting from the rate stabilization adjustment and the municipal tax adjustment, the Board issued orders dealing with the decommissioning of a small, old and deteriorated section of distribution line, and the future review of the revenue recognition policy of a utility. These orders were issued as a result of applications to the Board, and the subsequent review and determination that public hearings were not necessary.

Other matters were reviewed by means of public hearings that allowed the presentation and examination of evidence. These included:

Capital Expenditures

Newfoundland and Labrador Hydro, November 16, 1999 - P.U. 19 (1999-2000)

The application of Newfoundland and Labrador Hydro (Hydro) for approval of its 2000 Capital Budget, and for approval of leases over $5,000 for the calendar year, was heard by the Board on November 16, 1999. After hearing the evidence presented, the Board approved, in Order P.U. 19 (1999-2000), in addition to the leases presented, a total Capital Budget in the amount of $36,265,000. This figure was 4.9% less than the total approved Capital Budget for 1999.

Newfoundland Power Inc., November 19, 1999 - P.U. 18 (1999-2000)

The application for approval of the 2000 Capital Budget of Newfoundland Power Inc., as well as leases in excess of $5,000 for the calendar year, included an application for an amendment to the 1999 Capital Budget, an application for an order fixing and determining the average rate base for 1998, approving the forecasted average rate base for 1999, and approving the forecasted average rate base for 2000. Also included was the application for approval of a revised return on rate base calculated as a result of the approved automatic adjustment formula.

The application was heard on November 19, 1999. The total 2000 Capital Budget of $41,771,000 was approved by the Board. This represented an increase of 1.8% over the total 1999 approved Capital Budget.

Also approved were the rate base for 1998, $488,204,000, the forecasted rate base for 1999, $503,298,000, and the forecasted rate base for 2000, $512,693,000.

Rate Adjustment Using The Approved Automatic Adjustment Formula

Newfoundland Power Inc., November 19, 1999 - P.U. 20 (1999-2000)

The automatic adjustment formula, that was approved in Board Order P.U. 16 (1998-1999) and implemented for the first time in Order P.U. 36 (1998-1999), was used for the second time to set the rate of return on rate base, and therefore the rate for Newfoundland Power for the year 2000. The application was received by the Board as a part of the application for approval of the 2000 Capital Budget.

The use of an average of the long-term Canada bond yield rates for the last five business days of October 1999 and the first five business days of November 1999 resulted in a yield of 6.18%, compared to a yield of 5.75% for the same period of the previous year. When input into the approved formula, the resulting rate of return on equity was 9.59%, compared to 9.039% for the previous year. 9.59% was used to calculate a rate of return on rate base, as is directed by the *Public Utilities Act*, of 10.28%, within a range of 10.10%-10.46%. The resulting overall average increase in rates, ordered by P.U. 20 (1999-2000), of .7% became effective January 1, 2000.

Decommission Plant and Write Off Assets

Newfoundland and Labrador Hydro, February 3, 2000 - P.U. 26 (1999-2000) & P.U. 5 (2000-2001)

An application was received from Hydro on November 16, 1999 requesting the Board's approval and consent for the abandonment of the Roddickton woodchip fired thermal generating plant and the Roddickton diesel generating plant. After the Board requested that any interested parties make known their concerns, it received a request for intervener status from the Town of Roddickton. The Board decided to proceed with a public hearing, which took place on February 3, 2000 in Roddickton.

After hearing the evidence presented, the Board decided to sever the application into two components. It dealt with the issue of the woodchip fired thermal generating plant in Order P.U. 26 (1999-2000) and deferred the issue of the diesel generating plant until further evidence could be heard at the continuation of the hearing in St. John's on March 14, 2000.

Board Order P.U. 26 (1999-2000) authorized the abandonment by Hydro of the woodchip fired thermal plant, at Roddickton, and the write-off of the undepreciated value, approximately $17 million, of the assets that are no longer used and useful, with the exception of the 450 kW diesel engine that was used for emergency start up purposes.

Following continuation of the hearing on March 14, 2000, the Board, on May 12, 2000, issued Order P.U. 5 (2000-2001) authorizing the abandonment of the diesel plant and the write-off of the undepreciated value of the assets no longer used and useful. The order imposed four conditions on the utility as follows:

A) Hydro is to provide by November 1, 2000 an emergency power supply of 1,500 – 2,000 kWh.

B) Hydro is to decide the staffing requirements necessary to providing the emergency power on a timely basis.

C) Hydro is to report quarterly to the Board specific information with respect to outages on that portion of the distribution system which was serviced by the abandoned facilities.

D) Over the next three years, Hydro is to conduct a reliability study of the main transmission line servicing the Great Northern Peninsula where the abandoned facilities are located.

CIAC Review

The Board is responsible for the Contribution in Aid of Construction charges of Newfoundland Power Inc. and Newfoundland Hydro as they relate to the provision of line extensions on behalf of commercial and residential customers. The current CIAC Policy approved for use by the Board requires prior approval of all line extensions for seasonal, residential customers, as well as for any line extensions where the construction costs are estimated to exceed $25,000.

During the preceding fiscal year, the Board dealt with fifteen CIAC applications.

Part of the 1997 CIAC Policy required the utility to conduct a two-year review of CIACs calculated for General Service Customers, over 10 kW, to ensure that connected-load information, load factors and other inputs into the CIAC calculation accurately reflect the customer's data as represented at the time the original CIAC was calculated. If certain of the factors vary in excess of ± 20%, the CIAC must be recalculated with any excess payments refunded to the customer and any additional CIAC contributions charged. Board staff are currently auditing Newfoundland Power's 1999 two-year CIAC reviews.

Energy Policy Review

On August 31, 1998, the Government of Newfoundland and Labrador announced its intention to conduct an energy policy review in light of the profound changes in the North American electrical industry as a whole, and the proposed development of the potential of the Churchill River in the province of Newfoundland and Labrador.

In its 1998-99 Report, the Board indicated that a draft phase-one Report for this review would be available in June 1999. While the Board is aware that a report has been made, it has not, as yet, been publicly circulated. In order to provide input to the Energy Policy Review and to provide Government with insight into alternative electric utility rate setting and regulatory mechanisms, the Board will be presenting a paper providing a capsule summary of initiatives undertaken in other jurisdictions. This paper will cover various performance-based methods of regulation in competitive environments.

Motor Carrier

On October 1, 1998, the Board received an application from certain ambulance operators requesting that the Board fix and determine the level of compensation to be paid the operators by the Provincial Department of Health and Community Services for the provision of road ambulance services. The application was made pursuant to provisions of the *Motor Carrier Act*.

Following publication of notice of the application, the Board received an intervention from the Minister of Health and Community Services which raised a preliminary issue of the Board's jurisdiction to deal with the application.

Following a hearing, held November 18, 1999, The Board, on December 21, 1999, issued Board Order M.C. 1 (1999-2000) setting out the legislative provisions of the *Motor Carrier Act* and *Regulations*,

and rendered its decision that the Board had jurisdiction to deal with the application as presented.

In an Extraordinary issue of the *Newfoundland Gazette*, published January 11, 2000, Newfoundland Regulation 4/2000 was published. The intent of this regulation was to amend the provisions of paragraph 28(e) of the *Motor Carrier Regulations* by excluding ambulance service rates from the prerogative of the Board, and implementing Section 28.1, requiring the Board to fix rates, as a term of the certificates issued to ambulance operators, at the level established by the Minister of Health and Community Services.

Expropriation

Pursuant to the *Expropriation Act*, the Board has been charged with responsibility for determining compensation payable to land owners whose property has been expropriated, or adversely affected as a result of expropriation of property by the City of St. John's or the Province. The Legislation provides that only the Minister, or the City of St. John's may refer a matter to the Board. The Board's method of operation, constitution and other powers while operating under the Act are as specified in the *Public Utilities Act*.

Since last reporting, the Board has had three matters referred to it under the Act. In all cases, the matter was referred by the Minister of Works, Services and Transportation. All matters involved the expropriation of property from an owner, or injurious affect on property, occasioned by changes in road infrastructure. A brief description and the disposition of these matters is as follows:

1. This matter involved the expropriation of certain property to facilitate extension to the Trans Canada Highway by construction of an East –West arterial road.

   Prior to the commencement of a hearing into the matter, the Board was notified that the parties had arrived at a negotiated settlement.

2. This matter involved a preliminary motion seeking the Board's interpretation of a provision of the Expropriation Act.

   Upon hearing the parties, the Board issued E. A. 1 (1999-2000) determining the matter in favour of the claimant. The order made no award of compensation as none had been requested on the preliminary matter. The issue of compensation has not been referred to the Board for determination.

3. This matter involved injurious affection to property giving rise to a reduction in business resulting from the re-alignment of certain road infrastructure which the property owner alleged limited access to his hotel business.

   Upon hearing the parties, the Board issued Board Order E.A. 1 (2000-2001) awarding the claimant $300,000 as compensation for detrimental affection.

Copies of all Orders can be accessed from the Board's website at www.pub.nf.ca.

The Board continues to liaise with Government on a number of matters regarding the Act which it feels require revision in order for the Board to discharge its functional responsibilities under the Expropriation Act in a reasonable fashion.

Automobile Insurance

The Board continues to exercise responsibility for the regulation of automobile insurance rates charged by companies operating in the province. During the 1997 year, the property and casualty industry was subjected to a review by a Select Committee of representatives of the House of Assembly. In March 1998, this Committee reported to the House with recommendations regarding changes to the regulation of the automobile insurance industry as it relates to rates and the Board's continued involvement therewith. At the time of this report, the Board is aware of limited progress towards implementation of the Select Committee's Report.

Organizational Structure Review

Following a comprehensive review of the Board's organizational structure, completed during 1999, the Board made certain changes in order to streamline processes. A management committee of one Board member and two Directors was struck to undertake certain administrative decision-making functions previously requiring Board involvement. Directors were also empowered to make certain decisions in their respective areas of responsibility. The Board also implemented a number of recommendations arising from an outside Consultant's review of internal control mechanisms. The Board feels that these initiatives will positively affect the Board's operations, and will allow for more timely decisions in respect to administrative issues.

Other Noteworthy Events

On the 15th day of September 1999, the Supreme Court of Canada rendered its decision with respect to the wrongful dismissal of a Commissioner of the Board. In February of 1990, the *Public Utilities Act of Newfoundland* was repealed and a new *Public Utilities Act* was proclaimed. Upon the repeal of the former *Public Utilities Act*, the positions of all of the Commissioners came to an end. It was then the prerogative of the Lieutenant-Governor in Council to reappoint the Commissioners. One of the Commissioners, Andrew Wells, was not so reappointed, and commenced an action for wrongful dismissal. The Supreme Court of Canada held that Mr. Wells had been dismissed from his employment as a Commissioner and was due an appropriate notice period, or payment in lieu of notice. Upholding the Newfoundland Court of Appeals' earlier decision, the Supreme Court of Canada awarded Mr. Wells compensation in lieu of his entitlement of two and one-half years' notice. This included all pension benefits that Mr. Wells would have been entitled to had he continued to service as a Commissioner for the additional two and one-half years.

In October 1999, the Board's Vice-Chair, Ms. Leslie Galway, resigned to assume duties as Executive Director of the Newfoundland Ocean Industries Association, an industry association whose mission is to promote development of Canada's East Coast hydrocarbon resources. Leslie was appointed as a Commissioner in March 1990 and Vice-Chair in 1995. The Board is pleased to welcome as its new Vice-Chair, Ms. Darlene Whalen. Darlene holds a Bachelor of Engineering degree and a Masters degree in Applied Science and Environmental Engineering from Memorial University of Newfoundland. Darlene was appointed as a part-time Commissioner to the Board in May 1997 and assumed her new duties as Vice-Chair on May 29, 2000.

National Energy Board

The first part of this summary provides an assessment of the important events and decisions of the National Energy Board ("NEB" or "Board") over the last twelve months. The second part outlines emerging issues in the context of the Board's business plans and priorities for the next three years.

Significant Decisions

Many events and the NEB's key regulatory decisions of the 1999-2000 period highlight the national scope of the Board.

In northern Canada, oil and gas activity is accelerating. Following successful discoveries in the Fort Liard area of the Northwest Territories, the Board heard and approved an application by Shiha Energy Transmission Ltd. to construct a pipeline from a facility near Fort Liard to the Maxhamish Gas Plant in northeastern B.C., and eventually into Westcoast Energy Inc. The Board also approved a pipeline project from Ranger Oil Ltd. and Chevron Canada Resources that connects the Fort Liard ares to the Westcoast system at Pointed Mountain. In addition, the Ikhil project is now flowing gas to Inuvik from a nearby field, reflecting some local use of resources.

In Western Canada, the Board examined access by natural gas liquids (NGL) shippers to Canadian pipeline systems. In 1997, the Board directed Enbridge Pipelines Inc. (Enbridge), then called Interprovincial Pipe Line Inc., to develop a toll methodology application for facilities that would provide open access service for NGL shippers on the Enbridge pipeline. In March 1999, Enbridge filed an application for approval of a stand-alone tolling methodology for NGL storage and injection facilities. In October 1999, the Board held a technical conference to allow parties an opportunity to discuss issues related to the transportation of NGL on the Enbridge pipeline system. Following the conference, the Board directed Enbridge to conduct an open season for its proposal. As a result of a lack of industry support during the open season, the Board dismissed Enbridge's application in March 2000.

In early 2000, the Board held a hearing on an application from TransCanada PipeLines Ltd. (TransCanada) on proposed amendments to its interruptible transportation (IT) and short-term firm transportation (STFT) toll schedules. The proposal was to allow TransCanada the discretion to vary the floor prices for these short-term services, within a specified range, in response to changing market conditions. The Board denied TransCanada's request for pricing discretion but directed that the existing floor level for IT bids be raised from 50 to 80 percent of the applicable firm transportation toll effective 1 May 2000. The floor level for STFT bids was maintained at 100 percent of the applicable firm transportation toll.

In late 1999 Souris Valley Pipeline Ltd. completed construction of the first commodity pipeline approved by the Board. The pipeline will carry carbon dioxide from North Dakota to the Weyburn oil field near Goodwater, Saskatchewan, extending the life of the existing oil field by an estimated 25 years.

In central Canada, the Board approved an application by Vector Pipeline Limited Partnership (Vector) to construct and operate a natural gas pipeline in southwestern Ontario. The Vector project is part of a new international pipeline project to provide hub-to-hub service between Joliet, near Chicago, Illinois and Dawn, Ontario.

In eastern Canada, the Maritimes and Northeast Pipeline (M&NP) was opened for service in December 1999. The Board also heard and approved two applications from M&NP to construct natural gas lateral pipelines that will connect Halifax, Nova Scotia and Saint John, New Brunswick to the M&NP mainline.

Emerging Issues

The Board's purpose is to "promote safety, environmental protection, and economic efficiency in the Canadian public interest while respecting individual rights and within the mandate set by Parliament in the regulation of pipelines, energy development, and trade." In fulfilling this purpose the Board aspires to be a respected leader in safety, environmental protection, and economic regulation.

To meet these challenges, the Board has set four overriding goals. These are expressed as 'an end state.' Their importance and the strategies the Board has to realize them is discussed below.

Goal 1: NEB regulated facilities are safe and perceived to be safe

Pipelines in Canada carry hazardous materials that can pose a danger to the public and the environment. However, this danger can be effectively managed through competent design, construction, and maintenance practices.

Over the past eight years, the number of incidents (reportable events as defined in the regulations) has remained in the 70 to 90 range, despite recent changes in definitions which increased reportability. What is more important in terms of safety is that the number of ruptures (that is, those incidents which pose a significant threat to the public or the environment) has declined. In 1994, there were six ruptures while only one rupture occurred in each of 1998 and 1999.

To enable the industry to rationally address the risks associated to their system, the Board has moved towards goal-oriented regulations. The *Onshore Pipeline Regulations*, 1999 (OPR 99) is the first set of goal-oriented regulations under the Board's mandate. Environmental and Quality Management Systems, such as ISO 14000, or other similar systems, are the central ingredient in the OPR 99 and other regulations under development.

Goal 2: NEB regulated facilities are built and operated in a manner that protects the environment and respects individual rights

Many aspects of the NEB's regulatory role affect the protection of the environment and individual rights. The Board believes that effective environmental assessment and management systems are an integral part of managing safety and protection of the environment.

Other objectives are to ensure the maintenance or enhancement of high respect for public rights, to facilitate participation in Board processes, and to see that pipeline companies take increasing responsibility for landowner consultation.

Over the past year, the Board conducted two pilots where pre-hearing completion of comprehensive study reports was delegated to the proponent. The Board continues to seek ways to enhance clarity and consistency in environmental assessment while also emphasizing the role for proponents to plan and manage critical front-end assessment. In addition, the Board continues to conduct inspections and audits to ensure that companies are complying with regulations, undertakings, and application approval conditions.

Goal 3: Canadians derive the benefits of economic efficiency

The Board's objective in this goal is to ensure, to the extent that it influences economic outcomes, that Canadians derive the benefits of economic efficiency. There are three aspects of economic efficiency related to the Board's mandate.

The Board influences the operation of the industry through the decisions it makes. The Board seeks to promote a low-cost transportation network, to ensure that transportation services meet shippers' and consumers' needs and to promote rational investment decisions. For years, the Board has followed a policy of "letting markets work wherever possible." The Board believes that new participants in gas transmission are introducing a degree

of competition into the industry that will be healthy in the long run, but acknowledges that it is posing some serious challenges to incumbent pipelines in the near term.

Expansions of the TransCanada and Foothills systems in the fall of 1998 largely eliminated the phenomenon of "trapped " gas in Alberta. The construction of the Alliance Pipeline and approval of the Vector project initiated a fundamental change by providing competition to the TransCanada system. These events are bringing new challenges for existing companies. For example, the non-renewal of some long-term transportation contracts on the TransCanada system has resulted in increased pipeline tolls. Changing market and business realities in the industry are leading the Board to examine more flexible approaches.

The Board can also impose costs on industry if its regulatory processes are unnecessarily cumbersome or delay economically beneficial projects with no offsetting gains in public protection. One measure of improving regulatory efficiency is the cycle time for application processing. While facilities applications vary greatly in complexity, the average cycle time for processing non-hearing applications has improved over the past year. Last year, Board staff examined the non-hearing application process and identified several areas where this process could be streamlined. This project is in its early stages and communication and consultation with stakeholders is planned in the near future.

As an independent neutral source of market energy information, the Board can provide information and analysis to industry participants which may assist in decision making. In 1999, the Board published its long-term outlook, Canadian Energy - Supply and Demand to 2025 and an Energy Market Assessment entitled Short-term Natural Gas Deliverability from the Western Canada Sedimentary Basin, 1998-2001.

Goal 4: NEB meets the evolving needs of the public to engage in NEB matters

This goal is an all encompassing goal in that engagement of the public is vital to ensure all information critical to a decision has been heard. Also, communication is critical in promoting the goals of safety, environmental protection, and economic efficiency. Easy access to information is one key aspect that will be facilitated greatly by the Electronic Regulatory Filing project, being jointly implemented with the Ontario Energy Board. Further, the Board's efforts and decisions need to be fair and seen to be fair. Thus, success in this goal is necessary to be truly successful in the other three goals.

MILLÉNAIRE

Aperçu national des questions de réglementation

Août 2000

Inuvik, Territoires du Nord-Ouest

Table des Matières

Régie des entreprises de service public des Territoires du Nord-Ouest 1

British Columbia Utilities Commission 3

Alberta Energy and Utilities Board 6

Régie des services publics (RSP) du Manitoba 10

Commission de l'énergie de l'Ontario 13

La Régie de l'énergie du Québec 19

Commission des entreprises de service public du Nouveau-Brunswick 23

Prince Edward Island Regulatory and Appeals Commission 25

Nova Scotia Utility and Review Board 28

Board of Commissioners of Public Utilities for Newfoundland and Labrador 30

Office national de l'énergie 36

Avant-propos

Cet Aperçu national des questions de réglementation représente une voie de communication officielle entre les membres de CAMPUT. Les compte rendus sommaires qui en font partie, présentés par les tribunaux membres, exposent les principales décisions que chaque juridiction a prises dans le domaine de la réglementation ainsi que les nouveaux enjeux auxquels les tribunaux membres ont été confrontés au cours de l'année écoulée.

Nous remercions les tribunaux membres pour leur contribution ainsi que toutes les personnes qui ont participé à la préparation de cet Aperçu.

Nous espérons que l'Aperçu saura vous intéresser et vous être utile. Vous pouvez également le consulter sur le site Web de l'Office national de l'énergie. Nous aimerions recevoir vos commentaires et vos suggestions au sujet du rapport et de son contenu au moment de l'assemblée du 22 août à Inuvik.

Régie des entreprises de service public des Territoires du Nord-Ouest

Sommaire des principales décisions et des questions d'actualité

L'année 1999 n'a pas été une période très occupée pour la Régie des entreprises de service public des Territoires du Nord-Ouest. Le principal dossier dont elle a été saisie était une demande tarifaire générale déposée par la Northland Utilities Limited pour les années d'essai 1999 et 2000. Northland dessert un certain nombre de collectivités dans la région de MacKenzie sud. La première étape de la demande a été réglée après la signature d'un règlement négocié entre les parties intéressées.

Une demande du hameau de Fort Providence, qui souhaitait être défini et reconnu comme une zone distincte aux fins de tarification, est venue compliquer la deuxième étape de l'examen de la demande. Depuis nombre d'années, le hameau avait fait partie d'une zone tarifaire qui englobait deux collectivités de moindre importance. La Régie craignait que le fait d'approuver la demande provoquerait une crise tarifaire dans les deux autres localités. Elle a demandé à l'entreprise de service public de prévoir un mécanisme d'ajustement continu des taux afin d'atténuer l'impact du changement. Par la suite, la Régie a approuvé les changements demandés aux zones tarifaires et les nouveaux barèmes de taux.

Dans ses mémoires antérieurs adressés au Comité des affaires réglementaires, la Régie avait fait valoir la nécessité de réglementer les activités de la Northwest Territories Power Corporation (« NWTPC »), principal service public d'électricité du Nord, de concert avec la Nunavut Public Utilities Board.

L'adoption de dispositions législatives a été proposée pour permettre à chacune des régies de conclure une entente établissant une division conjointe pour le traitement des demandes déposées par la NWTPC. La proposition a été acceptée et les deux administrations ont adopté des dispositions similaires.

Or, suite à la décision du gouvernement du Nunavut de scinder le service public, décision qui prendra effet le 1er avril 2001, les deux régies ne s'attendent pas à avoir à statuer sur d'importantes causes tarifaires tant que le partage de la NWTPC n'aura pas eu lieu. Elles ont toutefois traité conjointement un certain nombre de questions d'importance mineure, comme des demandes de permis d'exécution de projets et une clause d'ajustement liée au combustible.

Les installations de la NWTPC comprennent des centrales hydroélectriques et des génératrices diesel, des réseaux de transport ainsi que plusieurs réseaux de distribution isolés. Son contexte d'exploitation est unique en raison de la très faible densité des clients, des conditions climatiques et des défis logistiques qui en découlent, sans oublier l'absence d'un réseau de transport d'électricité intégré. La NWTPC exploite 46 systèmes générateurs distincts dans les deux territoires, qui alimentent en électricité une population totale d'environ 58 000 habitants dispersés sur une superficie de 3,2 millions de kilomètres carrés. Les systèmes générateurs n'étant pas raccordés, il faut les planifier et les exploiter isolément. De nombreuses propositions ont été mises de l'avant au cours des 10 à 12 dernières années concernant la création de zones tarifaires pour atténuer l'impact des grandes dépenses en immobilisations sur les collectivités. Les participants aux instances devant la Régie n'ont donné leur appui à aucune des propositions, si bien qu'il existe actuellement 46 zones tarifaires distinctes.

Deux collectivités sollicitent des propositions de la part d'autres services publics pour la fourniture d'énergie électrique. Nous croyons que l'une d'entre elles ne fait que tâter le terrain. L'autre collectivité est allée plus loin dans sa démarche et nous croyons comprendre qu'elle a choisi un

nouveau fournisseur sous réserve de l'approbation des résidents locaux, qu'elle sollicitera au moyen d'un plébiscite qui n'a pas encore eu lieu.

La Régie sera appelée à examiner des propositions tarifaires de la part d'un service public d'électricité qui est un nouveau-venu dans le Nord et qui, semble-t-il, utilisera un système réparti *(distributed system)* de quelque genre. Nous examinerons avec soin les nouveaux taux proposés lesquels, selon le maire de la collectivité, seront inférieurs aux taux actuels. Il reste à voir comment le fournisseur parviendra à offrir des taux plus bas sans compromettre la qualité du service, étant donné qu'il lui faudra aménager une nouvelle centrale de toutes pièces. La NWTPC s'assure d'avoir une puissance installée égale à 110 % de la charge de pointe afin de répondre aux besoins d'électricité que suppose le climat rigoureux des T.N.-O.

La NWTPC dispose également d'installations de secours qui peuvent être déplacées rapidement en cas de panne d'un réseau. À titre d'exemple, si la centrale électrique de Sanikiluaq, petite collectivité des îles Belcher, dans la baie d'Hudson, était totalement détruite par un incendie, il serait possible d'y rétablir l'alimentation électrique en moins de 32 heures.

Si le nouveau fournisseur répond à tous les critères de la Régie en ce qui a trait aux taux et s'il est en mesure de fournir à long terme une alimentation électrique sûre et fiable, à des conditions satisfaisantes, il faudra composer avec le problème de la désaffectation d'immobilisations *(stranded investments)* de la NWTPC.

La Régie effectue une revue opérationnelle et stratégique de ses activités. À l'heure actuelle, elle est administrée par un président à temps plein et quatre membres à temps partiel. Le président est aidé par le secrétaire de la Régie, qui occupe un poste administratif à temps plein. La Régie s'est départie de son personnel technique et juridique, préférant passer des contrats avec des firmes externes pour obtenir les services voulus.

Les entreprises de service public qui relèvent actuellement de la Régie n'exigent plus qu'un faible degré de surveillance sur le plan de la réglementation, les besoins à cet égard ayant diminué au fil des ans. La Régie a donc vu diminuer substantiellement son volume de travail au cours des dernières années.

Si la Régie n'obtient pas de responsabilités additionnelles, comme la réglementation des taux et taxes en matière d'environnement, d'aqueducs et d'égouts, qui viendraient accroître son volume de travail actuel, elle devra peut-être modifier sa structure et ses méthodes de fonctionnement pour tenir compte de la baisse de la demande de services.

British Columbia Utilities Commission

En 1999-2000, la Commission a entrepris d'examiner ses lignes directrices en matière de règlements négociés. Elle a adopté de nouvelles options de service pour les clients du secteur industriel de BC Hydro et a travaillé à la mise au point d'un service de transport dégroupé destiné aux clients de BC Gas. Elle a examiné en outre une demande de West Kootenay Power Ltd. concernant la modernisation de ses installations de transport vieillissantes. Au nombre des principaux problèmes et défis que la Commission aura à régler dans l'avenir figurent la réduction des prix élevés du gaz que paient les clients, un examen des besoins en recettes et des taux de BC Hydro, une fois qu'elle sera de nouveau entièrement réglementée par la Commission, de même qu'un examen des taux de BC Gas, y compris les coûts relatifs au projet pipelinier Southern Crossing. Centra Gas est également tenue de déposer son premier modèle de conception tarifaire pour le projet gazier de l'île de Vancouver.

British Columbia Hydro and Power Authority

La *British Columbia Hydro and Power Authority Rate Freeze and Profit Sharing Act*, qui a gelé les taux de BC Hydro du 10 décembre 1997 au 31 mars 2000, a été prorogée jusqu'au 30 septembre 2001. La Commission n'a donc pas examiné les besoins en recettes ou les taux de BC Hydro pour 1999-2000, et ne prévoit pas le faire pour l'année 2000-2001. La Commission s'apprête à examiner les besoins en recettes et les taux de BC Hydro à compter de 2001, pour la période qui suivra l'expiration du gel des taux. Dans l'intervalle, elle a donné instruction à BC Hydro de présenter avant le 30 juin 2000 un rapport décrivant toutes ses activités commerciales d'exportation. Les recettes découlant du commerce de l'électricité représentent près du tiers des recettes totales de BC Hydro.

Malgré le « gel » des taux et des éléments à frais fixes des barèmes de taux de BC Hydro, il est possible de modifier d'autres conditions du tarif et de nouveaux taux peuvent être fixés pour de nouveaux services. Ainsi, la Commission a donné son accord à de nouveaux services destinés aux clients du secteur industriel, comme le programme Price Dispatched Curtailment (PDC), et des programmes pilotes fondés sur la période d'utilisation pour les clients des services généraux et des services de transport. Le programme PDC permet à BC Hydro d'offrir à ses clients du secteur industriel, lorsque le prix du marché de l'électricité est élevé, la possibilité de réduire leur consommation de sorte que l'électricité puisse être vendue au marché. BC Hydro et les clients partagent le produit net.

La B.C. Utilities Commission n'a pas examiné en détail les plans de ressources de BC Hydro depuis 1995. Un décret du Ministre qui dispensait BC Hydro et ses producteurs d'électricité de la nécessité d'obtenir des certificats d'utilité publique (CUP) et des autorisations concernant les contrats d'approvisionnement a récemment été prolongé au 30 septembre 2001.

Selon le plan d'électricité intégré pour 1999 de BC Hydro, cette dernière aurait besoin d'un approvisionnement supplémentaire en électricité pour l'île de Vancouver d'ici 2007. L'option que privilégie BC Hydro serait une usine de cogénération (laquelle s'ajouterait au projet Island Cogeneration, à Campbell River). BC Hydro étudie la possibilité de construire un nouveau gazoduc qui acheminerait du gaz naturel depuis la vallée du bas Fraser jusqu'à l'île de Vancouver, en traversant l'état du Washington et le détroit de Georgia. BC Hydro aura besoin de l'autorisation de la Commission pour terminer ses projets de centrales au gaz naturel sur l'île de Vancouver, et acheminer le gaz naturel requis au moyen d'un nouveau gazoduc sous-marin.

West Kootenay Power Ltd.

En novembre 1999, West Kootenay Power Ltd. (« WKP ») a présenté une demande de CUP en vue de moderniser ses installations de transport vieillissantes. La demande de WKP faisait suite à d'importantes pannes et surtensions d'électricité survenues au cours de l'été de 1999, et le projet est censé améliorer considérablement la sécurité et la fiabilité du service électrique. Bien que les autres propriétaires régionaux de services de transport appuient en principe le projet, WKP n'est pas parvenue à s'entendre tout à fait avec ces derniers au sujet de l'interconnexion de leurs réseaux de transport, ainsi qu'au sujet des questions de propriété et de partage des coûts. Une décision approuvant la majeure partie du projet a été rendue le 5 juin 2000. La difficulté de conclure des ententes entre les propriétaires de services de transport dans la région de Kootenay a mis en lumière les avantages possibles d'une organisation de transport régionale.

Services de gaz

La plupart des services publics de gaz naturel de la Colombie-Britannique ont demandé d'importantes majorations de taux en 2000, et celles-ci sont destinées principalement à récupérer le coût supérieur du gaz. Comme les taux sont fixés en fonction d'une année d'essai future et basés sur le coût prévu du gaz, les différences entre le coût réel du gaz et son coût prévu sont enregistrées dans des comptes de report. Or, comme le coût du gaz a augmenté encore plus vite que prévu, certaines entreprises de services publics accumulent des soldes importants dans leurs comptes de report. Dans cette situation, la Commission doit examiner s'il lui faut commencer à réduire les soldes et, dans l'affirmative, de quelle manière.

En Colombie-Britannique, les ventes directes de gaz n'ont pas encore pénétré les marchés commerciaux et résidentiels. En réponse aux demandes de courtiers/négociants en gaz naturel, la Commission a entrepris de mettre au point, pour BC Gas, un tarif pour un service « ABC-T » (Agency, Billing and Collection Transportation), qui offrirait aux clients du secteur résidentiel et du secteur commercial la possibilité d'acheter directement du gaz. En avril 2000, la Commission a demandé aux négociants de confirmer qu'ils affecteraient des ressources techniques à l'élaboration de procédés commerciaux et d'interfaces convenables avec BC Gas. Ce travail se poursuit.

En mai 1999, la Commission a approuvé la demande de BC Gas concernant la délivrance d'un CUP en vue de construire le gazoduc Southern Crossing, qui s'étendrait du réseau d'Alberta Natural Gas Ltd., situé à Yahk, jusqu'à Oliver, en Colombie-Britannique. En mars 1999, BC Gas a présenté une demande à la Commission afin qu'elle détermine comment inclure dans les taux les coûts du projet Southern Crossing. La Commission étudiera la demande au cours de l'été et de l'automne 2000, et a donné instruction à BC Gas de soumettre au début de l'an 2001 une demande exhaustive de conception tarifaire.

Centra Gas achemine du gaz naturel jusqu'à l'île de Vancouver dans le cadre d'une initiative gouvernementale qui oblige les clients à payer des taux qui sont proches du coût des combustibles concurrents (pétrole et électricité). Les taux ne sont pas fondés sur les coûts, et il s'accumule des reports de coûts considérables. Étant donné que de nouveaux clients du secteur industriel se joignent au réseau, Centra Gas est tenue de soumettre, à l'automne de l'année 2000, son premier modèle de conception tarifaire exhaustif.

Examen du processus de règlements négociés

En janvier 1996, la Commission a diffusé des lignes directrices de nature procédurale concernant les règlements négociés; celles-ci décrivent le processus que doivent suivre les parties qui tentent

de négocier un accord. En octobre 1999, la Commission a établi des procédures écrites en vue d'examiner les directives régissant le processus de règlements négociés. Les derniers commentaires lui sont parvenus en mars 2000. Elle examine actuellement les commentaires et déterminera comment réviser les directives.

Sommaire réglementaire

Le présent sommaire est axé sur les décisions relatives aux demandes de services publics, et plus précisément sur les principales décisions en matière d'énergie. Toutes les décisions de l'Alberta Energy and Utilities Board (EUB) peuvent être consultées à l'adresse suivante : www.eub.gov.ab.ca.

Tarifs d'ATCO Electric et de TransAlta Power Phase II (Décisions U99034, U99035, 2000-11, 12, 13, 15, 26)

En août 1999, les décisions ont porté sur les demandes d'ATCO Electric (AE) et TransAlta Utilities Corporation (TransAlta) en vue de redistribuer les coûts entre les diverses catégories de clients à la suite de la restructuration de l'industrie albertaine de l'électricité, entamée en 1996. Il a fallu déposer de nouveau les demandes à deux reprises pour régler diverses questions. Les majorations des catégories de tarifs particulières ont été plafonnées à moins de 10 % de manière à assurer une transition ordonnée à une industrie de l'électricité restructurée.

Les nouveaux tarifs de TransAlta et d'AE n'ont pas eu d'incidence sur le taux de rendement des actionnaires.

Besoins en recettes des services d'électricité pour 1999-2000 (Décisions U99099, 2000-2, 3, 4, 5, 19, 31, 32, 36)

Décision de novembre 1999 visant TransAlta, EPCOR Generation Inc., EPCOR Transmission Inc. et ATCO Electric. Antérieurement, soit le 10 mai 1999, l'EUB a approuvé un accord de règlement négocié entre AE et des groupes de clients intervenants, qui a permis de régler toutes les questions, sauf trois concernant les termes et les conditions de service.

L'EUB a mis en œuvre des processus aux fins de la transition à un régime de déréglementation de la production et de concurrence dans le secteur du détail à compter du 1er janvier 2001, y compris des processus de vérification relatifs aux comptes de transition. Un mécanisme de compte de report pour les prix du « pool » d'électricité a été établi afin de tenir les clients et les services publics dans une position de risque équilibrée par rapport aux gains ou aux pertes associés à la difficulté de prévoir les prix du Power Pool.

L'EUB a augmenté de 40 % à 41 % le capital-actions ordinaire intégré de TransAlta et a autorisé un taux de 9,25 % sur le capital-actions ordinaire ainsi majoré. L'EUB a fait remarquer que ce pourcentage de 9,25 % sur 41 % équivaut à un taux de rendement de 9,40 % sur 40 % si TransAlta décide de maintenir son capital-actions ordinaire à 40 %.

L'EUB a ordonné que le taux de rendement autorisé (la combinaison de la prime de risque plus le taux hors-risque) pour TransAlta et EPCOR sera ramené de 11,25 % à 9,25 % à compter du 1er janvier 1999. Ce changement fait suite à la décision de l'EUB selon laquelle la prime de risque incluse dans le rendement du capital investi pour TransAlta et EPCOR devrait demeurer au niveau de 1996, soit 3,5 %.

Décision concernant le rapport de l'équipe d'évaluation indépendante (Décisions U99073, U99113)

La décision concernant le rapport de l'équipe d'évaluation indépendante (EEI) sur les contrats d'achat d'électricité (CAE) ayant trait aux groupes générateurs réglementés appartenant à ATCO Electric, EPCOR et TransAlta Utilities a été rendue le 30 décembre 1999.

L'EEI a été désignée par le ministre du Développement des ressources pour procéder à une évaluation des propositions des services publics concernant les CAE, ainsi que pour recommander un plan et une série connexe de règles régissant la vente aux enchères des CAE. Ces dernières - des ententes de longue durée entrant en vigueur en 2001 et valables durant une période maximale de

vingt ans - fixent les conditions et les modalités opérationnelles et commerciales auxquelles sont soumis les propriétaires de groupes générateurs d'électricité et les acheteurs des CAE. Les enchères relatives aux CAE auront lieu en juillet 2000.

La majorité des membres de l'EUB ont conclu qu'aucune des parties demandant des modifications n'est parvenue à montrer que l'EEI n'exécutait pas ses fonctions conformément à la loi et aux règlements. Dans le même ordre d'idées, il n'a pas été établi que les CAE ou les autres décisions de l'EEI sont manifestement déraisonnables, qu'ils ne sont pas étayés convenablement par une analyse économique ou qu'ils ne sont pas conformes à l'intérêt du public. Aucune modification aux CAE n'a été effectuée.

Tarifs du transport d'électricité pour 1999 et 2000 (Décisions 2000-1, 24, 25, 27, 34)

La décision concernant la demande d'ESBI Alberta Limited (EAL) au sujet de l'approbation des besoins en recettes, de la conception tarifaire, des tarifs et d'autres questions de nature réglementaire a été rendue le 2 février 2000. EAL est l'Administrateur indépendant du réseau de transport d'énergie électrique de l'Alberta, et elle gère le réseau provincial interconnecté de transport de l'énergie électrique, dont les câbles appartiennent aux services publics existants. L'Administrateur est tenu par la loi d'accorder aux acheteurs et aux vendeurs un accès non discriminatoire au réseau de transport et de faire en sorte que ce dernier soit fiable et fonctionne efficacement.

Les tarifs approuvés amélioreront la fiabilité du réseau et y encourageront des gains d'efficacité. Ils constituent une étape importante de la restructuration et de la déréglementation de l'industrie de l'électricité.

Les propriétaires de groupes générateurs et les clients des charges se partageront les coûts du réseau de transport. Cela diffère de la situation actuelle, où la quasi-totalité des coûts est assumée par ces clients. Les propriétaires de groupes générateurs majoreront les prix offerts au Power Pool en vue de recouvrer la hausse des coûts prévus par les tarifs de transport. Les coûts supérieurs de l'énergie que supportent les clients des charges sont contrebalancés par une réduction des tarifs de transport.

L'EUB a donné son accord à un mécanisme axé sur le marché (le processus d'offres permanentes) en vue de fournir des encouragements financiers à la mise en place de nouveaux groupes générateurs dans des endroits de la province où il est nécessaire de régler les contraintes de transport.

Produits et prix de NGTL pour 1999 - (Décision 2000-6)

La décision concernant la demande de Nova Gas Transmission Ltd (NGTL) au sujet de nouvelles offres de services et des tarifs, droits et frais connexes a été rendue le 4 février 2000. NGTL a proposé d'effectuer un changement fondamental par rapport à son actuelle conception des taux de type « timbre-poste », qui existait depuis 1980.

L'EUB a conclu que l'objectif des taux de type timbre-poste est maintenant atteint. L'évolution des conditions du marché et l'intensification de la concurrence dans le secteur du transport du gaz naturel obligent maintenant à adopter une formule nouvelle.

Les taux « timbre-poste » seront remplacés par une nouvelle formule de taux [taux spécifiques aux points de réception (TSPR)] qui reflète mieux le coût associé à la distance et au diamètre des pipelines. L'EUB a conclu que les TSPR sont la formule qui correspond le mieux aux principes admis de tarification et qu'elle est conforme à l'intérêt public.

L'EUB a ordonné à NGTL d'incorporer dans sa tarification et d'appliquer un mécanisme de prix-plancher et plafond au cours d'une période de transition de quatre ans afin d'amoindrir l'effet que

suscitera l'abandon de l'actuel système des taux « timbre-poste ».

L'EUB a également donné son accord au projet de construction d'une nouvelle installation de NGTL, tel que présenté, mais n'était pas disposée à permettre aux sociétés affiliées de NGTL de prendre part à la construction d'installations latérales avant que soit mis en place un code de conduite que l'EUB juge satisfaisant. En outre, cette dernière a accepté que les nouvelles installations latérales de réception et de livraison de l'Alberta soient incluses dans la base tarifaire, à la condition que ces installations soient en service dans les quatre mois suivant la mise en œuvre de la décision de l'EUB. Par la suite, ces installations seront exclues de la base tarifaire de NGTL, de même que de ses besoins en recettes.

Demande tarifaire générale d'ATCO Gas and Pipelines Ltd. (Décision 2000-09)

La décision concernant la demande d'ATCO Gas and Pipelines (autrefois appelée « Canadian Western Natural Gas ») a été rendue le 2 mars 2000; elle porte, notamment, sur des questions de stockage de gaz, d'approvisionnement et de comptabilité. L'EUB a traité de la structure du capital, des recettes de stockage, des opérations menées avec les sociétés affiliées, du code de conduite et des remboursements destinés aux consommateurs.

L'EUB a signalé que des changements découlant de la restructuration des services publics suscitent des préoccupations quant à la relation qui existe entre les entités réglementées et non réglementées. Il ne suffit plus d'exprimer passivement ces préoccupations, et l'EUB a ordonné à CWNG d'établir un code de conduite régissant les activités menées avec les sociétés affiliées. L'EUB a donné des conseils sur les secteurs particuliers dont il fallait traiter.

Décisions relatives au pétrole et au gaz

Puits de gaz acide de Lochend (Décision 99-16)

Le 12 juillet 1999, l'EUB a approuvé une demande de Canadian 88 Energy Corp. visant à obtenir un permis de forage d'un puits de gaz acide critique de niveau 4 dans la région de Lochend, à une distance de 11 kilomètres environ à l'ouest de Calgary.

Même si l'EUB était d'avis que les risques associés à ce puits étaient représentatifs des risques industriels normaux qu'accepte la société et que l'on pourrait forer ce dernier sans danger, elle n'était pas convaincue de l'état de préparation de Canadian 88. L'EUB a donc imposé un certain nombre de conditions strictes et exceptionnelles à laquelle l'entreprise devait satisfaire avant le début des travaux de forage et la délivrance d'un permis de forage. Cette mesure était nécessaire pour assurer des niveaux supplémentaires de sécurité dans les travaux de forage.

Demande de Gulf en vue de la suspension de la production de gaz à Surmont - (Décision 2000-22)

Le 3 avril 2000, l'EUB a rendu sa décision au sujet d'une demande émanant de Resources Gulf Canada Ltée (Gulf) pour que l'EUB ordonne la suspension de la production de gaz associé de 183 puits dans la région de Surmont. L'EUB a conclu que la poursuite de la production de gaz associé à Surmont présente un risque considérable pour la récupération future du bitume. Elle a donc approuvé en partie la demande de Gulf, et ordonnera la suspension de la production gazière de 146 puits spécifiés dans le rapport de décision 2000-2022, à compter du 1er mai 2000.

L'EUB a soigneusement pesé les avantages et les risques qu'il y avait à autoriser la poursuite de la production de gaz, par opposition à la décision d'ordonner la suspension de cette activité. Il a été conclu que, dans les concessions de sables

bitumineux que tient Gulf à Surmont, les ressources bitumineuses représentent une ressource énergétique considérable pour la province, et qu'il convient de la protéger en vue de l'exploiter dans le futur. Dans la région pour laquelle il est demandé de procéder à la suspension, les réserves de gaz naturel sont une ressource énergétique importante, mais de moindre envergure. L'EUB a reconnu que dans le cadre de son mandat de conservation, il ne serait pas conforme à l'intérêt public d'accepter la possibilité que l'on mette en péril une vaste ressource bitumineuse en autorisant la poursuite de la production gazière.

À la suite de la diffusion du rapport de décision, et en vertu de l'article 91 de la Loi canadienne sur le pétrole et le gaz naturel, la province a ordonné à l'EUB de dresser un plan d'indemnisation des entités auxquelles la fermeture des puits pourrait porter préjudice.

Régie des services publics (RSP) du Manitoba

Gaz naturel

Les questions relatives au gaz naturel continuent d'être un sujet de préoccupation de premier plan pour la Régie, et, de ce fait, une dizaine d'ordonnances importantes ont été délivrées. Au nombre des sujets traités figuraient l'autorisation de demandes d'octroi de concessions et d'expansion de services, les majorations de taux et l'acquisition, par la société d'état Hydro-Manitoba, du distributeur privé de gaz.

En examinant les demandes d'octroi de concession et d'expansion, la Régie a traité d'un certain nombre de questions.

Parmi les questions les plus importantes figuraient la répartition des coûts d'expansion entre les diverses catégories de clients, l'octroi de concessions pour des régions entières, dont certaines parties ne seraient jamais desservies par le service public, l'autorisation d'un supplément de taux pour aider à financer les coûts d'immobilisations des projets, et une demande de la part de particuliers en vue de la tenue d'un plébiscite visant à déterminer le fournisseur d'une taxe foncière destinée à financer le projet en vertu de l'article 66 de la *Loi sur la Régie des services publics*.

L'achat, par une société d'état, d'un service public actionnaire soulève un certain nombre de questions fondamentales sur le plan de la réglementation. L'acquisition de Centra Gas comprenait un prix d'achat de 245 M$, plus une créance en matière de transfert fiscal de 78 M$ payable aux deux paliers de gouvernement (parce que la société passe d'un statut privé à celui d'une société d'état) et des obligations à court terme de 15 M$. Après la transaction, le gouvernement provincial a touché 29,5 M$ et le gouvernement fédéral 48,5 M$ (soit, en tout, 78 M$) sous la forme d'un paiement unique. Il y avait toutefois des taxes annuelles de 4,4 M$ à payer au gouvernement provincial et de 6,6 M$ à payer au gouvernement fédéral. Ces deux montants ont été laissés dans les taux relatifs au gaz pour réduire le montant de 78 M$; après que la créance aura été acquittée, 37 % du montant de 11 M$ iront ensuite au gouvernement sous la forme d'une subvention tenant lieu d'impôt foncier, et le solde servira à réduire les intérêts accumulés, après quoi la totalité de la somme de 11 M$ sera versée au gouvernement sous forme de subvention tenant lieu d'impôt foncier.

Dans sa décision, la Régie a fait état des différences marquantes qui existent dans le cadre de réglementation de chaque service public, ainsi que de la nécessité d'examiner ce cadre. Des coûts et des avantages avaient été prévus pour les clients et, même si l'on projette que les économies découlant de la synergie de la fusion seront de l'ordre de 12 M$, la Régie a noté que les clients étaient exposés à des risques si ces économies ne se concrétisaient pas. Un certain nombre de recommandations et de directives ont été fournies aux services publics, notamment les suivantes :

1) soumettre à l'approbation de la Régie un plan d'intégration fonctionnel comprenant un processus de contrôle annuel;

2) comptabiliser tous les coûts et toutes les recettes concernant le gaz séparément des coûts et des recettes concernant l'électricité, à des fins réglementaires;

3) comptabiliser séparément tous les coûts d'acquisition directs à soumettre annuellement à l'examen de la Régie;

4) comptabiliser séparément tous les coûts d'intégration directs de manière à ce que la Régie puisse les examiner plus tard;

5) comptabiliser séparément toutes les économies directement liées à la transaction afin que la Régie puisse les examiner plus tard;

6) dans les douze mois suivant la date de clôture, rendre compte à la Régie de l'estimation révisée des coûts d'acquisition, des coûts d'intégration, des économies prévues ainsi que

d'un plan proposé quant à la façon de répartir les avantages nets attribuables à la transaction entre les clients du service de distribution de gaz et les clients du service d'électricité;

7) présenter des demandes à la Régie, dans les délais les plus brefs possibles, en vue de faire confirmer les taux pour l'an 2000, et ce, tant pour le service de distribution de gaz que pour le service d'électricité;

8) envisager une période d'amortissement plus courte pour tous les coûts relatifs à la transaction, y compris les coûts d'intégration et l'achalandage;

9) ne pas interfinancer les activités d'un service public à l'aide des activités de l'autre;

10) envisager le besoin d'établir un nouveau code de conduite qui traite de la façon de répartir entre les deux services publics les informations destinées aux clients et les opérations commerciales.

La Régie a recommandé également au gouvernement du Manitoba qu'il modifie la *Loi sur la Régie des services publics* afin de supprimer l'exonération accordée à Hydro aux termes du paragraphe 2(5), laquelle annule essentiellement la compétence que cette loi confère à la Régie, c'est-à-dire les pouvoirs de surveillance généraux.

Électricité

La fiabilité de l'approvisionnement est devenue une question importante pour le marché des États-Unis, et elle a une incidence sur tous les fournisseurs situés au nord de la frontière américaine. La Régie examine son rôle à cet égard et assumera vraisemblablement une certaine responsabilité de nature réglementaire. Par souci d'harmonisation, la Régie étudiera avec ses homologues aux États-Unis et au Canada comment régler le mieux possible cette question.

Ainsi qu'il a été noté plus tôt, Centra Gas Manitoba Inc. a été acquise par la société d'état Hydro-Manitoba. La réglementation de ces deux entités relève actuellement de deux lois distinctes. Hydro-Manitoba n'est pas soumise à la compétence de la Régie en vertu de la *Loi sur la Régie des services publics*. La Régie tire les pouvoirs de réglementation économique qu'elle exerce sur Hydro-Manitoba de la *Crown Corporations Act*, qui limite la compétence de la Régie à la simple approbation des tarifs. La Régie demeure compétente au sujet des besoins en recettes du service public mais n'a pas compétence pour approuver des projets d'immobilisations ou entendre les plaintes des clients. Les pouvoirs de surveillance généraux de la Régie ne s'appliquent pas.

Centra Gas Manitoba Inc. continue d'être réglementée selon la méthode fondée sur le taux de rendement de la base tarifaire, et cela ne changera pas dans l'avenir immédiat. La *Loi sur la Régie des services publics*, de même que ses pouvoirs étendus, s'appliquent dans leur intégralité.

Certains pensent qu'il faudra changer cette différence sur le plan de la surveillance et des pouvoirs de réglementation. La question à laquelle il faut répondre est de savoir en faveur de quel régime?

Il existe deux paradigmes, et les deux sont justifiables. Premièrement, il y a celui qu'appuie Hydro-Manitoba, laquelle estime, à titre de société d'état, que les questions d'intérêt public qui sont associées au fait d'être le fournisseur d'un service essentiel dans un contexte monopolistique relèvent à juste titre de l'état.

Les tenants de ce paradigme soutiennent de plus qu'il n'y a pas de conflits entre les intérêts des payeurs de droits et ceux de la société. Ils qualifient souvent cette situation de « roue de la responsabilisation ». Ils mettent en doute l'utilité de l'organisme de réglementation, surtout lorsque l'on tient compte des coûts.

En outre, leur responsabilité est étayée par les examens du Conseil des corporations de la

Couronne, un organisme qui relève du ministre des Finances, par la tenue de séances sur la responsabilisation de l'état, par des réunions du Public Utilities Committee de l'assemblée législative et, bien sûr, par les plaintes de la clientèle.

D'autres, dont la Régie des services publics, font valoir que les questions de propriété devraient traiter de la forme de réglementation, mais non de la nécessité de la réglementation en soi. Un renvoi réglementaire éloigne encore davantage les questions complexes de détermination des tarifs des questions plus pressantes auxquelles l'état fait face, peut-être même sans qu'il en coûte quoi que ce soit à ce dernier. Le processus réglementaire permet de créer un mécanisme ordonné pour la tenue de ces examens et permet également au public d'influencer ces décisions de manière éclairée.

Reconnaissant que de telles entités ont d'importants besoins en capitaux et que si elles sont mandatées, elles peuvent revêtir une grande importance économique, les assemblées législatives sont tentées de conserver la compétence sur de telles questions et, peut-être, de recourir à un processus pour solliciter seulement des recommandations. Si les recommandations ne sont pas adoptées, subsiste-t-il un risque de rejet financier si l'organisme de réglementation a compétence sur les besoins en recettes, et un tel pouvoir est-il utile?

Commission de l'énergie de l'Ontario

Mandat

La *Loi de 1998 sur la concurrence dans le secteur de l'énergie* a redéfini le rôle et le mandat de la Commission de l'énergie de l'Ontario (la Commission), ajoutant aux pouvoirs qu'elle détenait à titre d'organisme de réglementation du gaz naturel et lui conférant d'importants nouveaux pouvoirs dans le secteur de l'électricité.

Performance

Réglementation de l'électricité - Ouverture du marché à la concurrence en novembre 2000

Permis et codes

Tout intervenant du marché de l'électricité doit posséder un permis. Toutes les entreprises établies de distribution, de transport et de production d'énergie électrique ont été munies de permis, sauf trois distributeurs privés. En 1999, sept permis de vente au détail ont été délivrés. L'observation des codes pertinents est une condition d'obtention du permis. Six codes ont été élaborés pour réglementer les activités des intervenants du marché :

Le Code d'affiliation des distributeurs et des transporteurs (*Affiliate Relationship Code for Electricity Distributors and Transmitters*) établit les normes et les conditions qui s'appliquent aux rapports que les distributeurs ou les transporteurs d'électricité entretiennent avec leurs entreprises réputées membres du même groupe.

Le Code de conduite des détaillants en électricité (*Electricity Retailer Code of Conduct*) établit les normes minimales que tout détaillant en électricité titulaire d'un permis doit observer pour vendre de l'électricité au détail. Des exigences précises pourraient s'appliquer aux propositions de contrat faites aux clients résidentiels ou à de petites entreprises.

Le Code PROVISOIRE des réseaux de transport (*DRAFT Transmission System Code*) établit les conditions minimales qu'un transporteur doit remplir pour la gestion de son réseau de transport; les normes qui s'appliquent à l'exploitation et à l'entretien; ainsi que les conditions et les dispositions normalisées exigées pour un contrat de branchement.

Le Code PROVISOIRE des réseaux de distribution (*DRAFT Distribution System Code*) établit les conditions minimales qu'un distributeur doit remplir pour satisfaire à ses engagements concernant la distribution de l'électricité.

Le Code de règlement au détail (*Retail Settlement Code*) établit les obligations minimales qu'un distributeur ou un détaillant doit remplir pour déterminer les coûts à payer par un détaillant en électricité ou un consommateur aux termes d'un règlement et pour faciliter le traitement des demandes de services spéciaux (service transaction request) lorsqu'un détaillant concurrent offre des services à un consommateur.

Le Code sur le service d'approvisionnement standard pour les distributeurs d'électricité (*Standard Supply Service Code for Electricity Distributors*) établit les conditions minimales qu'un distributeur doit remplir relativement à son obligation de vendre de l'électricité.

Tarifs et RAP

Pour dissocier les prix « concurrentiels » du produit des frais associés aux activités monopolistiques de distribution, les services de distribution doivent offrir des tarifs dégroupés. La Commission a mis au point un processus et un modèle de tableur pour aider les sociétés de distribution à accomplir ce travail.

En janvier 2000, la Commission a approuvé un régime de réglementation axée sur la performance (RAP) pour le groupe de plus de 250 distributeurs de l'Ontario. Ce régime prévoit un plafonnement des prix pour les tarifs de distribution, fixe des normes de performance minimales à l'égard de la qualité des services et fournit un cadre cohérent

pour surveiller la qualité du service. Le plafonnement des prix exige que tout changement des prix de distribution soit basé sur le prix des intrants et sur les exigences quant à la productivité annuelle. De plus, un rendement différé et des frais exceptionnels ou de transition raisonnables (non soumis au plafonnement) peuvent être imputés aux consommateurs. Cette approche axée sur la performance dissocie les coûts des recettes. La Commission a mis au point un processus et un guide des tarifs pour aider les sociétés de distribution locale à mettre en oeuvre le régime de RAP approuvé avant l'ouverture du marché à la concurrence. Ce guide, intitulé *Electricity Distribution Rate Handbook*, a été publié en mars 2000.

Au cours de l'instance sur la RAP, la Commission a offert aux services de distribution la possibilité d'obtenir jusqu'à concurrence d'un taux de rendement basé sur le marché (pouvant atteindre 9,88 %) sur leur capital-actions ordinaire.

Un guide des méthodes comptables (*Accounting Procedures Handbook*), comprenant un système uniforme de comptabilité (*Uniform System of Accounts*), a également été approuvé et diffusé en novembre 1999. Le guide offre des conseils aux services publics de distribution sur les méthodes et les exigences en matière de comptabilité et propose un système de comptabilité uniforme.

La Commission a tenu une seule instance tarifaire en 1999 pour fixer les tarifs de transport de la Hydro One Networks Inc. (anciennement Ontario Hydro Networks Company Inc.) Des ordonnances fixant les tarifs provisoires de quelque 260 distributeurs ont été délivrées. La Commission a également lancé un processus pour réexaminer le budget de la Société indépendante de gestion du marché de l'électricité (SIGMÉ) et fixer les redevances qu'elle peut exiger.

Projets visant les installations

Pour faciliter la surveillance réglementaire des activités monopolistiques des réseaux de distribution en Ontario, on a commencé à mettre en place des moyens d'évaluer la faisabilité technique et les conséquences économiques de l'expansion des réseaux, ainsi que leurs effets sur l'environnement.

Regroupements, acquisitions, fusions et désinvestissements (RAFD)

Pour appuyer la surveillance réglementaire des RAFD (Mergers, Acquisitions, Amalgamations and Divestitures - MAAD) dans l'industrie de l'électricité en Ontario, la Commission a diffusé des lignes directrices sur les exigences de dépôt en février 2000. En examinant une demande, la Commission centre son attention sur l'effet que la transaction proposée pourrait avoir sur la poursuite des six objectifs énoncés dans la *Loi de 1998 sur la Commission de l'énergie de l'Ontario.*

Surveillance du marché

En prévision du rôle qu'elle aura à jouer au titre de la surveillance des marchés de l'électricité, un protocole entre la commission, la SIGMÉ et le Bureau fédéral de la concurrence est en voie d'être rédigé pour clarifier et harmoniser les rôles et les responsabilités de chacun.

Réglementation du gaz

Permis et codes

Depuis le 1er mars 1999, tout particulier ou compagnie qui vend du gaz naturel aux clients du secteur résidentiel ou à de petits clients commerciaux en Ontario doit détenir un permis délivré par la Commission. Cette dernière a délivré 20 permis en 1999. En outre, les agents de commercialisation du gaz sont tenus d'observer les codes suivants :

Le Code d'affiliation des services de gaz (*Affiliate Relationships Code for Gas Utilities*), qui établit les normes et conditions régissant les rapports que les distributeurs, les transporteurs et les compagnies de stockage entretiennent avec leurs entreprises réputées membres du même groupe.

Le Code de conduite des agents de commercialisation de gaz (*Code of Conduct for Gas Marketers*), qui établit les normes minimales que doivent observer les agents de commercialisation de gaz pour vendre du gaz ou offrir de vendre du gaz à un consommateur de faible quantité, ou pour agir en qualité de mandataire ou de courtier relativement à la vente de gaz ou à une proposition de vente de gaz.

Accords de concession pour les municipalités

La Commission a commencé à examiner les révisions à l'accord-type de concession (*Model Franchise Agreement*) élaboré initialement en 1987. Une décision doit être prise cette année.

Règle d'accès pour les distributeurs

La Commission a convoqué un groupe de travail de l'industrie qui doit lui faire des recommandations sur les règles qu'elle devrait envisager d'établir relativement à la mobilité des clients, au dégroupement des services et aux rapports des distributeurs avec les détaillants, les clients et les consommateurs. Il s'agissait d'élaborer des règles qui sont à la fois non préférentielles et non discriminatoires, qui suivent l'évolution dans le secteur de l'électricité et qui proposent des pratiques commerciales uniformes pour tous les distributeurs de gaz.

Tarifs et RAP

Enbridge et Union sont en voie de séparer les composantes de leurs activités et de leurs services selon qu'il s'agisse de fonctions concurrentielles ou monopolistiques.

La Commission a approuvé un régime limité de RAP pour les activités d'exploitation et d'entretien d'Enbridge Consumers Gas. Union Gas a présenté une demande tarifaire fondée sur un régime de RAP de cinq ans. Une instance portant sur la demande est en cours.

Sommaire des résultats

La Commission a travaillé de près avec ses homologues dans l'industrie pour tirer partie de leur expérience et façonner le nouveau cadre de réglementation. Voici les résultats de ses travaux :

Politiques, règles et règlements

- ✓ Publication du guide des méthodes comptables et établissement du système uniforme de comptabilité
- ✓ Publication du Code d'affiliation des distributeurs et transporteurs d'électricité
- ✓ Élaboration du Code d'affiliation des distributeurs de gaz
- ✓ Ouverture du Centre de services à la clientèle
- ✓ Élaboration du Code des réseaux de distribution
- ✓ Publication du Code de conduite des détaillants en électricité
- ✓ Dépôt de la RAP pour la distribution de l'électricité[1]
- ✓ Élaboration des règles d'accès concernant les distributeurs de gaz
- ✓ Publication de lignes directrices pour les RAFD

1 Le guide des tarifs de distribution de l'électricité examine les répercussions sur les tarifs de la décision de la Commission au sujet de la RAP. Il traite également du Code sur le service d'approvisionnement standard, du Code de règlement au détail, du Code des réseaux de distribution, de questions relatives aux tarifs, des activités de distribution (lignes seulement) et des autres frais non concurrentiels dans le domaine de l'électricité.

- ✓ Élaboration d'un nouvel accord-type de concession de gaz pour les municipalités
- ✓ Publication du Code de règlement au détail
- ✓ Publication du Code sur le service d'approvisionnement standard
- ✓ Élaboration du Code des réseaux de transport

Permis et demandes (Exercice 1999-2000)

Électricité

263	Permis de distribution
11	Permis de vente au détail de l'électricité
84	Permis de production
3	Permis de transport
4	RAFD
263	Ordonnances sur les tarifs de distribution provisoires

Gaz

72	Accords de concession de gaz
19	Permis d'agent de commercialisation de gaz
13	Installations
12	Certificats
2	Taux

On peut consulter toutes les décisions et les ordonnances de la Commission en visitant son site Web à l'adresse www.oeb.gov.on.ca.

Préparation au changement

Alignement stratégique et processus de réglementation

La Commission a mis en place une nouvelle structure de comités. Un comité exécutif arrête et examine les plans d'affaires et les activités de la Commission et fait des recommandations sur les questions sur lesquelles elle doit se pencher. Un comité de gestion élabore des politiques touchant les aspects administratifs des activités de la Commission et exerce une surveillance à cet égard. Quatre comités de travail techniques traitent des questions relevant des secteurs fonctionnels et font des recommandations à l'ensemble de la Commission à propos des enjeux, de la politique et du processus de réglementation. Les personnes qui représentent chacun de ces comités au sein de la Commission forment également un groupe permanent d'experts habilité à se prononcer sur les demandes qui ne nécessitent pas la tenue d'une audience.

Accent mis sur les communications et le service à la clientèle

À mesure que s'approche le moment où le marché s'ouvrira à la concurrence, il est de prime importance de répondre au besoin du consommateur de savoir ce qui se passe sur le marché et de connaître les choix qui s'offriront à lui. Pour promouvoir la protection et la sensibilisation des consommateurs, la Commission a ouvert son nouveau Centre de services à la clientèle le 20 mars 2000. Le Centre fournit, dans les deux langues officielles, des renseignements de nature à aider le public à comprendre les transformations qui se produisent dans le secteur énergétique en Ontario. En outre, le Centre de services à la clientèle s'occupe des plaintes et des litiges qui surviennent entre des consommateurs et des agents de commercialisation du gaz naturel ou des détaillants d'électricité, et renvoie les plaintes non résolues à une tierce partie, soit un contractant chargé du règlement des plaintes.

Consultation des parties intéressées

À la suite de consultations exhaustives avec les parties intéressées et de l'examen des mémoires déposés, la Commission a élaboré et approuvé, à l'intention de l'industrie, des codes et des lignes directrices gouvernant les actions des intervenants du marché. La Commission a été largement épaulée dans ce travail par des groupes de travail de l'industrie dont les membres se sont réunis au cours de plusieurs mois pour élaborer les recommandations qui allaient former les assises du régime de réglementation axée sur la performance, des procédures comptables destinées aux

entreprises de service public et des projets de codes, qui ont fait l'objet de vastes consultations publiques avant d'être finalisés. La Commission continue d'adopter une approche basée sur la consultation dans l'élaboration et la mise en oeuvre de ses politiques.

Dépôt électronique des documents en matière de réglementation

La Commission met au point des processus et des systèmes de dépôt électronique des documents afin de rendre le processus de réglementation plus efficace.

Évaluation et recouvrement des coûts

Au cours de l'année, il a fallu modifier en profondeur les méthodes habituelles d'évaluation des coûts de la Commission pour tenir compte de l'élargissement de ses responsabilités. De nouvelles méthodes d'évaluation basées sur les activités ont été appliquées afin de recouvrer la totalité (100 %) des coûts au moyen de redevances, de frais généraux et de frais liés aux instances.

Questions émergentes et perspectives

Voici certaines des grandes questions auxquelles la Commission tentera d'apporter des réponses au cours de l'année à venir.

- Ouverture du marché de l'électricité à la concurrence - Comment la Commission s'assure-t-elle que ses processus et instruments de réglementation sont prêts pour l'avènement d'un marché concurrentiel?
- Information à l'intention du consommateur - Comment la Commission peut-elle favoriser une transition sans heurts à un marché de l'électricité concurrentiel?
- Réexamen du processus de réglementation - Que peut faire la Commission pour simplifier les besoins d'information et le processus d'audience?
- Établissement des tarifs pour la vente au détail de l'électricité - Face à la transformation des marchés de l'énergie, comment évolueront les responsabilités de la Commission en ce qui a trait à l'établissement des tarifs de vente au détail de l'électricité en Ontario?
- Réglementation des taux des services publics de gaz - Par suite de l'instauration de régimes de RAP, comment évolueront les responsabilités de la Commission en ce qui touche la réglementation des taux des services de gaz?
- Expansion des installations électriques - Comment la Commission abordera-t-elle la tâche qui lui incombe d'examiner les projets d'expansion de réseaux électriques qui sont présentés par les propriétaires et exploitants d'installations électriques?
- Concessions de gaz municipales - Quels événements pourraient influer à l'avenir sur la façon dont les services de gaz interagissent avec les municipalités qu'ils desservent?
- Surveillance du marché - Comment la Commission s'acquittera-t-elle des responsabilités que la loi lui impose au chapitre de la surveillance des marchés de l'électricité et qu'elle partage avec la SIGMÉ?

Face à ces questions, la Commission prévoit avoir un calendrier de travail extrêmement chargé; elle s'attaquera notamment aux tâches suivantes :

Processus de réglementation

- → Règles de pratique de la Commission et lignes directrices sur l'évaluation des coûts
- → Processus et système de dépôt électronique en matière de réglementation
- → Processus d'appel

Vérification et enquêtes

- → Lignes directrices sur la confidentialité
- → Modèle de coût de service

- → Critères pour l'exécution des examens de vérification, des enquêtes et des fonctions de surveillance
- → Exigences en matière de dépôt pour satisfaire aux besoins de surveillance à l'échelle de la Commission
- → Programmes de vérification de la conformité aux instruments de la Commission
- → Procédures d'enquête

Surveillance du marché

- → Programmes de surveillance du marché
- → Demandes relatives aux RAFD

Électricité

- → Forme finale des permis destinés aux intervenants du marché de l'électricité et processus d'octroi de permis
- → Audiences tarifaires : redevances de la SIGMÉ, tarif de transport de Hydro One Networks Inc. (anciennement Ontario Hydro Networks Company Inc.)
- → Dégroupement et rééquilibrage des tarifs de distribution d'électricité/ frais non concurrentiels (demandes tarifaires), examen du régime de RAP de première génération et politique sur le régime de RAP de deuxième génération
- → Codes des réseaux de distribution et de transport d'électricité
- → Lignes directrices pour la mise en oeuvre du service d'approvisionnement standard
- → Permis de construire/exigences relatives à l'expansion de réseaux
- → Demandes visant des installations

Gaz

- → Audiences tarifaires : Union Gas
- → Nouvel accord-type de concession
- → Règle d'accès pour les distributeurs
- → Demandes visant des installations

Renseignements supplémentaires

Pour obtenir de plus amples renseignements sur les questions précitées ou d'autres sujets qui vous intéressent, veuillez communiquer avec la personne indiquée ci-dessous :

Jay Young
Directeur général
Tél. : (416) 440-8135
Fax : (416) 440-7656
Courriel : YoungJa@oeb.gov.on.ca

La Régie de l'énergie du Québec

Introduction

La Régie de l'énergie est un organisme de régulation économique à caractère quasi-judiciaire. Organisme indépendant et autonome, son budget est établi sur la base du principe de l'utilisateur-payeur.

La Régie est composée de sept régisseurs plus un régisseur en surnombre. La Régie est dotée d'un effectif de 63 personnes-année dont les traitements et autres conditions de travail sont établis par règlement soumis à l'approbation du gouvernement.

Secteur électricité

Détermination d'un tarif de transport d'électricité (R-3401-98)

Dans le cadre de l'audience relative à la détermination du prix unitaire moyen du transport et à la modification des tarifs de transport d'électricité (*Loi sur la Régie de l'énergie*, art. 48 à 51), la Régie de l'énergie a décidé d'établir un processus en deux phases. L'audience publique comporte une première phase informationnelle ayant débuté en février 2000 et prévoyant la tenue minimale de trois (3) séances d'informations, suivie d'une seconde phase concernant l'audience proprement dite. La première rencontre préparatoire a été tenue le 12 avril 2000. Le dépôt de la preuve d'Hydro-Québec est prévu pour l'été 2000.

Avis sur la petite production hydraulique (R-3410-98)

Sur demande du gouvernement, la Régie a produit un avis en date du 14 décembre 1999 (Avis A-99-02) sur les modalités de mise en oeuvre de la contribution de la filière de la petite production hydraulique d'électricité au plan de ressources d'Hydro. Suite aux audiences tenues du 1er au 22 juin 1999, lors desquelles la Régie a entendu 24 experts à la cause, la Régie a recommandé une quote-part de petite production hydraulique de 150 MW. À ce titre, la Régie propose que le prix à payer soit déterminé par un processus d'appel d'offres concurrentiel sujet à un prix plafond de 4,5 cents/kWh.

Audience sur les conditions de fourniture de l'électricité par Hydro-Québec (R-3439-2000)

La Régie a rendu une décision procédurale en date du 3 mars 2000 (D-2000-35) concernant le cadre de l'audience relative à la révision de certaines conditions de fourniture d'électricité d'Hydro-Québec, le calendrier des audiences et concernant certaines demandes d'intervention.

La Régie a établi que les enjeux se limiteraient au contrat d'abonnement et les obligations qui s'y rattachent, du mesurage et de la facturation, ainsi que les modes de paiement, les politiques de crédit et de recouvrement. De même, la Régie a établi un calendrier incluant, entre autres, une série de six rencontres techniques au mois de juin 2000 et le dépôt de la proposition d'Hydro-Québec le 14 août 2000. Les audiences sont prévues en décembre 2000.

Secteur gaz naturel

Demande pour modifier les tarifs de SCGM à compter du 1er octobre 1999 (R-3426-99)

La Régie, dans sa décision D-2000-34 rendue le 29 février 2000, a approuvé une hausse de 2,6 % des tarifs de transport et de distribution ainsi que le texte des tarifs qui en découle. Cette hausse est attribuable à une importante augmentation des tarifs de TCPL ainsi qu'à l'amortissement du compte de stabilisation des revenus en fonction de la température.

Le rendement autorisé sur l'avoir de l'actionnaire affecté à l'activité de distribution est fixé à 9,72 % en vertu d'une formule d'ajustement automatique établie par la Régie à l'occasion de la cause tarifaire 1999. La Régie a approuvé, sur une base temporaire, la mise à jour des prix unitaires du service interruptible « amélioré » volet 1B. Cette mise à jour tient compte des plus récentes

modifications apportées aux méthodes d'allocation du coût de service y compris la redéfinition du facteur « pointe ». La Régie a également autorisé sur une base temporaire la demande de SCGM concernant les modalités d'application du service de livraison à la franchise.

Décision concernant la demande de modification tarifaire 1999-2000 de Gazifère Inc. (R-3430-99)

La Régie, dans sa décision D-2000-48 rendue le 29 mars 2000, accueille de façon générale la formule proposée par Gazifère relativement au mécanisme incitatif de fixation sur base pluriannuelle des charges d'exploitation nécessaires pour assumer le coût de la prestation de service au distributeur. Cette mesure incitative répond à l'objectif d'allégement de la réglementation.

En l'absence d'une proposition basée sur une étude d'allocation totale du coût, la Régie a adopté une méthode d'allocation de frais d'administration aux activités non réglementées basée sur la proportion des revenus provenant de ces activités.

La Régie a également approuvé un programme d'efficacité énergétique axé sur la gestion de la demande. Le taux de rendement approuvé de 10,13 % sur l'avoir de l'actionnaire a été établi selon le mécanisme d'indexation automatique approuvé dans la décision tarifaire précédente. Une augmentation de 0,5 % des tarifs a été autorisée par la Régie.

Décision D-2000-53 du 30 mars 2000 relative à la mise en place de mesures ou de mécanismes incitatifs pour favoriser l'amélioration de la performance d'un distributeur gazier et la satisfaction des besoins des consommateurs (R-3425-99) et décision D-99-209 rendue le 10 décembre 1999

La Régie a tenu une audience publique en quatre phases :

Phase I : Décision procédurale et objectifs poursuivis dont, notamment constitution d'un processus d'entente négociée (PEN).

Phase II : Proposition par la Régie de lignes directrices pour le PEN et de thèmes de discussion.

Réunions techniques des intervenants avec participation du personnel de la Régie suivies par la signature d'un rapport unanime par les participants (excluant le personnel de la Régie) sur lignes directrices, thèmes et échéancier des travaux.

Décision D-99-209 de la Régie entérinant le rapport.

Phase III : Négociations de décembre 1999 à avril 2000 ayant mené au dépôt d'une entente négociée avec dissidence de l'ACIG.

Entente de type hybride : revenu plafond et prix plafond comportant un terme de 5 ans pouvant être prolongé par entente et un mécanisme de financement de programmes d'efficacité énergétique.

Phase IV : Une réunion technique réunissant le personnel de la Régie et les participants a été tenue le 27 juin suivie d'une audience en juillet.

Avis au Gouvernement sur l'octroi de droits exclusifs de distribution (R-3408-98)

Sur demande du Gouvernement, la Régie a produit un avis le 3 septembre 1999 (A-99-01) sur une demande d'octroi d'un droit exclusif de distribution de gaz naturel à Société en commandite Gaz Métropolitain dans la région du Bas St-Laurent, Gaspésie et Côte Nord. Un projet de prolongement de réseau est prévu pour la desserte de clients industriels sur la Côte Nord. Le projet prévoit une possibilité de raccordement aux installations de l'Ile de Sable en Nouvelle-Écosse. La Régie a agréé la demande.

Secteur des produits pétroliers

Fixation annuelle d'un montant au titre des coûts d'exploitation que doit supporter un détaillant en essence ou en carburant diesel (R-3438-2000)

En vertu de la décision procédurale D-2000-36 rendue le 3 mars 2000, la Régie se propose de tenir une audience afin d'examiner le bien-fondé de reconduire pour la prochaine année la décision D-99-133 qui fixait à 3 cents le litre le montant au titre des coûts d'exploitation. La Régie ne procèdera pas à l'analyse de l'opportunité d'inclure le montant fixé au titre des coûts d'exploitation dans le calcul du prix minimum de vente au détail de l'essence ou de carburant diesel, cette analyse ayant été faite dans le cadre de la décision D-99-133.

Rapport d'enquête sur les fluctuations des prix de vente de l'essence et du carburant diesel d'octobre 1998 au 31 décembre 1999 et ce, dans les régions de l'Abitibi-Témiscamingue, du Saguenay/Lac Saint-Jean et de la Haute-Mauricie

La Régie a procédé à l'automne 1999 à une enquête sur les fluctuations des prix de vente de l'essence et du carburant diesel dans les régions de l'Abitibi-Témiscamingue, du Saguenay-Lac-Saint-Jean et de la Haute-Mauricie. Le rapport d'enquête rendu le 24 février 2000 s'appuie sur l'information et les données obtenues suite à la consultation de la Régie auprès des agents du milieu, notamment les distributeurs pétroliers, majeurs et indépendants, et les intervenants socio-économiques de chacune des trois régions concernées. De manière générale, la Régie a constaté que les hausses de prix de l'essence et du carburant diesel étaient, durant la période sous enquête, surtout le résultat d'une conjoncture internationale sur laquelle le Québec n'a pas de contrôle. De plus, l'enquête a démontré que les forces du marché sont présentes, malgré certaines particularités, dans les marchés de l'essence et du carburant diesel dans les régions visées.

Autres dossiers

Surveillance des opérations des distributeurs

La Régie de l'énergie a entrepris à l'été 1998 un travail de surveillance des opérations d'Hydro-Québec, suite à l'entrée en vigueur, le 18 mars 1998, du paragraphe 2 de l'article 31 de sa loi qui stipule que la Régie a compétence exclusive pour surveiller les opérations d'Hydro-Québec ou des distributeurs de gaz naturel afin de s'assurer que les consommateurs aient des approvisionnements suffisants et paient selon un juste tarif. Dans le cas d'Hydro-Québec, cette surveillance a porté, dans un premier temps, sur la suffisance des approvisionnements en électricité. La Régie a ainsi échangé avec les distributeurs afin d'évaluer leurs plans de contingence relativement au bogue de l'an 2000.

Autres

Modifications de la Loi sur la Régie de l'énergie : projet de loi 116

Ce projet de loi modifie la *Loi sur la Régie de l'énergie* afin de modifier la compétence de la Régie relativement à la tarification de l'électricité, d'introduire des mesures de concurrence dans la fourniture d'électricité, d'assouplir le mode de fonctionnement de la Régie et d'élargir ses sources de financement.

Ce projet prévoit des modalités d'établissement des tarifs et conditions auxquels l'électricité est transportée et distribuée. Les coûts de fourniture font l'objet d'un traitement distinct selon que les besoins des marchés québécois sont satisfaits ou non à même le volume d'électricité patrimoniale. Ce volume est fixé à un maximum de 165 térawattheures. Le coût moyen de fourniture de l'électricité patrimoniale est établi à 2,79 cents le kilowattheure. Ce coût peut être diminué par le gouvernement.

Il prévoit également que le coût de la fourniture d'électricité autre que de l'électricité patrimoniale est

établi au moyen d'une procédure d'appel d'offres et d'un code d'éthique soumis à l'approbation de la Régie. La procédure prévoit l'octroi des contrats d'approvisionnement sur la base du prix le plus bas, en tenant compte notamment du coût de transport applicable. La Régie surveille l'application de cette procédure et de ce code d'éthique, et les contrats d'approvisionnement du distributeur d'électricité sont soumis à son approbation.

De plus, ce projet introduit certains critères de fixation des tarifs de transport d'électricité et des tarifs applicables par le distributeur d'électricité, dont l'uniformité territoriale, et prévoit la reconnaissance de certains actifs de transport et de distribution d'électricité en exploitation et en construction.

Il prévoit que le tarif d'une catégorie de consommateurs ne peut être modifié pour atténuer l'interfinancement entre les tarifs applicables par le distributeur d'électricité.

Ce projet modifie certaines règles de fonctionnement de la Régie notamment en ce qui concerne les demandes pouvant être étudiées et décidées par un régisseur seul et permet à la Régie de tenir une séance de conciliation. Il modifie les règles de financement des activités de la Régie. De plus, il modifie l'habilitation réglementaire de la Régie et du gouvernement.

Enfin, ce projet comporte également des modifications de nature technique ou de concordance et des dispositions transitoires.

Frais des intervenants

Décision relative à un Guide de paiement des frais des intervenants (R-3412-98)

Aux termes de sa décision D-99-124, rendue le 22 juillet 1999, la Régie a adopté un Guide de paiement des frais des intervenants, au terme d'un processus d'audience générique. Les principes retenus par la Régie comprennent des mesures visant à optimiser les ressources afin de contrôler le coût de la réglementation, des mesures relatives aux interventions et au traitement des demandes ainsi que des mesures visant un meilleur fonctionnement dont notamment l'obligation de déposer un budget prévisionnel pour tous les intervenants désireux d'obtenir le paiement de leurs frais, ainsi que l'obligation d'utiliser de nouveaux formulaires dans leurs réclamations de frais.

Forum sur la régulation de l'énergie

La Régie a tenu conjointement avec l'Association Canadienne des Membres des Tribunaux d'Utilité Publique (CAMPUT) et la National Association of Regulatory Utility Commissioners (NARUC) un important Forum sur la régulation de l'énergie. Cet événement a attiré près de 1000 participants de plus de 90 pays. Les documents de ce Forum peuvent être consultés sur le site http ://www.energyforum.org.

Grâce à cet événement, CAMPUT a pu réaliser un volet important de sa vision stratégique en terme de visibilité et de collaboration au niveau international.

La Régie remercie tous les membres de CAMPUT qui ont contribué à faire de ce Forum un événement dont nous pouvons tous être fiers.

Pour information :

Contact de CAMPUT :
Richard Carrier
Directeur, Analyse économique,
tarification et financement
Régie de l'énergie
Tel : (514) 873-2452, ext. 227
Fax : (514) 873-3037
Courriel : richard.carrier@regie-energie.qc.ca

Commission des entreprises de service public du Nouveau-Brunswick

L'adoption de la *Loi de 1999 sur la distribution du gaz* (la « Loi ») et l'octroi par la province, à Enbridge Gas New Brunswick (« EGNB »), d'une concession générale pour la distribution du gaz naturel ont entraîné des responsabilités additionnelles et un surcroît de travail pour la Commission. Pour faire face à ces défis, la province a nommé, à l'automne dernier, des commissaires supplémentaires à temps partiel. Par conséquent, la Commission se compose désormais d'un président à temps plein ayant un mandat d'une durée indéterminée et de huit commissaires à temps partiel nommés pour des périodes de deux ou trois ans.

Au cours des dix derniers mois, la Commission a eu un calendrier extrêmement chargé dans le domaine de la réglementation, notamment en ce qui concerne la commercialisation et la distribution du gaz naturel. En effet, la Commission a adopté en novembre les règlements suivants :

i) *Règlement sur les exigences de dépôt concernant la distribution de gaz et les agents de commercialisation*;

ii) *Règlement sur les gazoducs*;

iii) *Règlement sur le régime uniforme des comptes des distributeurs de gaz*;

iv) *Règles de procédures en matière de distribution du gaz*.

Selon la Loi, les agents de commercialisation du gaz sont tenus d'obtenir un certificat de la Commission avant de commencer à vendre du gaz naturel au Nouveau-Brunswick. La Commission a donc jugé opportun de fixer les règles qui s'appliqueraient aux demandeurs de certificat et régiraient la conduite des agents de commercialisation faisant des affaires dans la province. Il fallait également définir les règles gouvernant les rapports entre EGNB et les agents de commercialisation. La Commission a donc lancé une instance d'application générale afin de traiter toutes les questions intéressant les agents de commercialisation du gaz.

L'instance visant les agents de commercialisation était unique en son genre parce qu'il s'agissait de la première fois que la Commission adoptait comme démarche le recours à un comité de concertation. Suivant cette démarche, les parties se rencontrent pour tenter de régler les points en litige avant la tenue d'une audience publique. Pour aider le Comité dans son travail, la Commission a nommé un facilitateur indépendant chargé de mener les discussions. Le Comité ayant réussi à dégager une entente sur un grand nombre de points inscrits dans la liste des questions, la Commission a jugé que le processus avait utilement servi à épargner temps et argent. Les points qui n'avaient pu être réglés grâce à cette démarche ont été traités dans le cadre d'une audience tenue en janvier.

La Commission a rendu une décision verbale sur les questions intéressant les agents de commercialisation du gaz vers la fin de janvier, afin de permettre au marché de démarrer, puis a rendu une décision par écrit en mars. Elle a décidé d'exiger que tous les demandeurs de certificat de commercialisation remplissent une formule de demande normalisée. Les demandeurs doivent également lui fournir un plan d'entreprise et des renseignements financiers pour lui permettre de déterminer s'il est nécessaire de leur demander des garanties. De plus, la Commission a approuvé un code de conduite à l'intention des agents de commercialisation du gaz qui vendent leur produit à des clients à faible volume, a arrêté pour EGNB des règles gouvernant ses rapports avec tous les agents de distribution, y compris les sociétés affiliées, et a créé un groupe de travail permanent chargé d'examiner les questions nouvelles qui surgissent dans l'industrie du gaz naturel du Nouveau-Brunswick, qui est en pleine évolution.

En février, la Commission a suspendu l'examen d'une demande de concession de producteur local de gaz, présentée par la MariCo Oil & Gas Corporation.

Récemment, la Commission a tenu des audiences publiques pour examiner deux demandes de la part d'EGNB :

i) Une demande tarifaire visant à fixer les taux de distribution exigibles pour l'exercice 2001,

ii) Une demande de permis de construction pour la mise en place du réseau de distribution principal d'EGNB dans sept municipalités du Nouveau-Brunswick, à compter de juillet cette année.

En mai, la Commission a approuvé l'approche axée sur le marché d'EGNB, qui consiste à fixer des taux de distribution cible pour la période de démarrage, c'est-à-dire la période pendant laquelle on ne saurait s'attendre à ce qu'EGNB fonctionne comme un service public bien établi puisqu'elle en est encore aux premiers stades de l'élaboration de l'infrastructure et de la constitution d'une clientèle. Cette approche axée sur le marché repose sur l'hypothèse que le prix total livré du gaz naturel pour le client sera inférieur au prix équivalent du mazout. EGNB a proposé de fixer ses taux de distribution de telle sorte que le prix de vente au détail annuel pour le client corresponde approximativement à ce qui suit :

30 % de moins que le coût du mazout sur le marché résidentiel;

15 % de moins que le coût du mazout sur le marché du mazout léger;

5 % de moins que le coût du mazout sur le marché du mazout lourd.

En approuvant cette proposition, la Commission reconnaissait qu'il fallait donner aux clients un incitatif à délaisser leur source d'énergie actuelle au profit du gaz naturel. Bien que la Commission ait agréé l'approche, elle n'a pas approuvé les taux cible proposés par EGNB car il est devenu apparent pendant l'audience que la valeur de certains des éléments entrant dans leur calcul avait peut-être changé sensiblement depuis qu'EGNB les avait préparés. Ainsi, la Commission a demandé à EGNB de déposer des taux cible fondés sur les renseignements courants disponibles et de fournir une preuve indiquant comment la valeur de chaque élément a été établie. La Commission prévoit examiner les taux cible proposés d'EGNB dans le cadre d'un processus par voie de mémoires.

La Commission n'a pas encore rendu de décision sur les taux cible d'EGNB et les autres questions non résolues dans le cadre de sa demande tarifaire et de sa demande de permis de construction. De plus, elle doit rendre sous peu une décision sur les principes qu'elle appliquera relativement à l'adjudication des frais aux intervenants.

Prince Edward Island Regulatory and Appeals Commission

Description et mandat du tribunal

La Prince Edward Island Regulatory and Appeals Commission, ou «l'IRAC» comme on l'appelle généralement dans l'Île-du-Prince-Édouard, est née, en 1991, de la fusion des anciennes Public Utilities Commission, Land Use Commission, et du bureau du Director of Residential Rental Property. Les pouvoirs de la Commission émanent de la loi intitulée *Island Regulatory and Appeals Commission Act*. Nous croyons que le mandat de la Commission est unique puisqu'elle constitue un tribunal indépendant dont les fonctions et responsabilités touchent les appels, la réglementation et l'administration. L'application de bon nombre de textes de loi, dont les principaux sont la *Lands Protection Act*, la *Petroleum Products Act* et la *Maritime Electric Company Limited Regulation Act*, relève de la Commission d'une façon ou d'une autre. En outre, la Commission abrite et finance le bureau du Director of *Residential Rental Property*, ou du Rentalsman, créé aux termes de la Rental of Residential Property Act. La Commission a également des responsabilités en matière d'appel en vertu de la *Planning Act*, de la *Unsightly Property Act*, de la *Revenue Administration Act*, de la *Real Property Assessment Act*, de la *Real Property Tax Act*, de la *Roads Act* et de la *Heritage Places Protection Act*. L'IRAC est tout à fait indépendante du gouvernement provincial et compte deux commissaires à temps plein, soit un président et un vice-président, qui travaillent de concert avec six commissaires à temps partiel, nommés par le lieutenant-gouverneur en conseil. Son personnel est composé d'environ 18 personnes. Au total, cinq divisions mènent à bien le travail de la Commission : les services administratifs, les terres, le bureau du Director of Residential Rental Property, les services pétroliers et les services techniques, chacune assumant des responsabilités distinctes.

Activités importantes récentes/Nouvelles questions

1. Système provincial de gestion des déchets solides :

La Island Waste Management Corporation, nommée par le gouvernement provincial, continue d'aller de l'avant avec un système de gestion des déchets pour l'ensemble de la province, qui repose sur le recyclage et le compostage. Au cours de l'été 2000, on devrait procéder à la mise en oeuvre d'un premier processus de recyclage dans la région de Charlottetown et ses banlieues.

Le plan initial du gouvernement provincial visait à mettre sur pied une entreprise privée semblable à une entreprise de service public, qui assurerait l'exploitation d'un système de gestion des déchets solides à l'échelle provinciale. Cette approche, quant à elle, aurait nécessité une participation de l'IRAC en termes de réglementation pour établir et contrôler le service, et pour approuver les frais exigés des clients. Par suite de la nomination par le gouvernement de la Waste Management Corporation, qui travaillera à titre d'organisme à but non lucratif tout en ayant recours aux services d'entreprises locales pour le travail lié à la gestion des déchets, il n'est pas question, pour le moment, de mettre en place un processus de réglementation indépendant.

2. Gaz naturel :

La province, par l'entremise de sa Provincial Energy Corporation, poursuit toujours le projet de prolonger le pipeline de transport du gaz naturel de l'île-de-Sable pour l'amener jusque dans l'Île-du-Prince-Édouard. Les principales difficultés demeurent ce qu'il en coûte pour transporter du gaz naturel jusqu'à l'île et la viabilité potentielle d'un marché du gaz naturel dans la province.

La province tente actuellement de déterminer les possibilités de développement (économique) dans

l'île pour ce qui est du gaz naturel à l'aide d'un appel de déclarations d'intérêt. Elle offre ainsi aux promoteurs potentiels intéressés l'occasion de décrire en détail leur projet de développement, de même que les incidences que celui-ci pourrait avoir sur l'économie de l'île. Les promoteurs intéressés devront également prouver qu'ils ont la capacité technique et financière de mener à bien leur projet.

Pour le gouvernement provincial, l'appel de déclarations d'intérêt constitue la première étape d'un processus visant à évaluer, de façon exhaustive, la faisabilité de la construction d'un gazoduc allant jusqu'à l'Île-du-Prince-Édouard. Dans le cadre de ce processus, les promoteurs intéressés doivent également envisager de maximiser la production d'électricité dans l'île en utilisant du gaz naturel, de fournir un plan de distribution progressif du gaz naturel et de donner l'accès au gaz naturel aux grands utilisateurs industriels de la province. Les promoteurs ont jusqu'au 28 avril 2000 pour répondre à l'appel.

Comme il a été mentionné l'an dernier dans le cadre de ce forum, le gouvernement provincial voit encore le secteur du gaz naturel comme un processus de développement commercial et il n'a pas défini le rôle que tiendrait l'IRAC en ce qui a trait au développement commercial ni les futures exigences en matière de réglementation. En fait, la loi provinciale intitulée *Natural Gas Distribution Act* prévoit l'établissement d'une régie de la distribution du gaz naturel qui aurait de vastes pouvoirs lui permettant de contrôler et de réglementer l'utilisation du gaz naturel dans la province. Cette régie n'a pas encore été créée.

3. Électricité :

Maritime Electric est une filiale détenue en propriété exclusive par Fortis Inc., qui est régie aux termes de la *Maritime Electric Company Limited Regulation Act*. Voici les principes de cette loi :

- l'obligation de servir;
- la nécessité de maintenir un niveau de fiabilité prescrit quant au réseau;
- une structure du capital composée d'au moins 40 p. 100 de capital-actions ordinaire;
- un monopole de vente d'électricité dans l'Île-du-Prince-Édouard;
- des taux pour l'électricité et les services auxiliaires dans l'Île-du-Prince-Édouard ne dépassant pas 110 p. 100 des taux de NB Power pour des services comparables au Nouveau-Brunswick.

Aux termes de cette loi, le rôle de l'IRAC est de surveiller la performance de Maritime Electric au regard des principes établis. L'application du principe du 110 p. 100 a entraîné une diminution de 12,4 % des factures d'électricité résidentielles entre juillet 1994 et mars 2000. Toutefois, au printemps de cette année, Maritime Electric a augmenté ses taux résidentiels de 3 p. 100 en appliquant le principe du 110 p. 100 des taux de NB Power, puisque ces derniers ont augmenté au Nouveau-Brunswick.

L'intensification des efforts des organismes de réglementation et de l'industrie partout en Amérique du Nord pour accroître la compétitivité n'a pas, jusqu'à maintenant, eu d'incidence sur le service public d'électricité dans l'Île-du-Prince-Édouard. Cela se produira inévitablement un jour et il faudra alors repenser de façon radicale les rôles de l'IRAC et de l'industrie de l'électricité dans l'Île-du-Prince-Édouard. La possibilité que du gaz naturel devienne disponible pourrait également influencer les activités d'exploitation de Maritime Electric et sa relation avec l'IRAC.

6. Pétrole

La loi provinciale intitulée *Petroleum Products Act* confère à l'IRAC le pouvoir d'approuver les prix des produits pétroliers dans la province.

L'instabilité qu'a connue le marché du pétrole au milieu et à la fin de l'hiver dernier ont amené les grossistes en pétrole à exercer des pressions substantielles sur l'IRAC pour que celle-ci change son approche axée sur les coûts – d'abord dans le cas du pétrole brut – pour une approche axée sur le marché et liée au prix du gros occasionnel, pour l'établissement des prix du pétrole.

L'IRAC reconnaît que la montée soudaine, l'hiver dernier, des prix de gros de différents produits pétroliers lui a permis de mettre à l'essai son approche visant à établir des prix justes et raisonnables pour les produits pétroliers dans l'île. En conséquence, un certain nombre de grossistes ont demandé à l'IRAC de considérer la possibilité de modifier son processus d'établissement des prix.

L'IRAC traitera ces demandes avec beaucoup de prudence étant donné que le processus actuel semble avoir été équitable au fil des ans, tant pour les vendeurs que pour les acheteurs de produits pétroliers. Les sommets instables atteints l'hiver dernier ont certes provoqué certaines inquiétudes chez les grossistes, mais ce niveau d'instabilité semble plutôt ponctuel au regard du rôle à long terme que joue l'IRAC dans l'établissement des prix des produits pétroliers.

Personne-ressource :
Mme H. Doris Pursey
The Island Regulatory and Appeals Commission
Téléphone : (902) 892-3501
Télécopieur : (902) 566-4076
Courriel : dorisp@irac.pe.ca

Nova Scotia Utility and Review Board

Généralités

Charles J. McManus, ingénieur et membre de longue date de la Nova Scotia Utility and Review Board (U&RB), est décédé le 4 novembre 1999. Ses collègues à l'U&RB le regretteront pour sa perspicacité, son expérience et son sens de l'humour. M. McManus était président de CAMPUT au moment de son décès.

En avril 2000, l'U&RB a assumé les fonctions juridictionnelles de l'ancienne *Alcohol and Gaming Authority* de la Nouvelle-Écosse. Ses autres fonctions juridictionnelles consistent notamment à entendre les appels en matière d'évaluation et de planification, les appels en matière d'indemnisation logés aux termes de la *Victims' Rights and Services Act* et les demandes d'indemnisation aux termes de la *Expropriation Act*, ainsi qu'à procéder à la revue des limites municipales et des limites des circonscriptions électorales pour les conseils scolaires. Sur le plan de la réglementation, l'U&RB régit les services publics d'aqueduc et d'électricité ainsi que le secteur du gaz naturel. En outre, elle réglemente les transporteurs routiers de voyageurs et exerce certaines responsabilités réglementaires en ce qui a trait à l'assurance automobile.

Dans ce rapport, nous n'examinerons que les secteurs de l'électricité, de l'eau et du gaz naturel.

Électricité

La Nova Scotia Power Inc. (NSPI) est de loin le service public d'électricité le plus important de la Nouvelle-Écosse. Privatisée en 1992, elle assure la distribution de 95 % de l'énergie électrique consommée dans la province, le reste étant fourni par six petits services d'électricité municipaux. Quatre-vingt dix-sept pour cent de l'électricité produite en Nouvelle-Écosse provient de la NSPI.

Il n'y a eu jusqu'ici aucune initiative en vue de déréglementer ou de restructurer l'industrie des services d'électricité en Nouvelle-Écosse, mais l'arrivée du gaz naturel dans la province a incité la NSPI à déposer une demande visant à introduire des options en matière de tarifs afin d'offrir plus de choix à ses principaux clients et de se prémunir ainsi contre la perte de clientèle.

En mai 2000, l'U&RB a autorisé la NSPI à offrir un tarif de fidélité (*load retention rate*) à ses clients qui songent à s'approvisionner pour au moins 2 000 kVA auprès d'une autre source. L'option d'approvisionnement du client doit être réalisable sur les plans technique et économique. Le prix et les modalités de service offerts suivant ce tarif doivent être déterminés pour chaque client. Avant qu'un client puisse bénéficier du tarif, la NSPI doit établir à la satisfaction de l'U&RB que les recettes procurées par le client seront supérieures au coût différentiel de prestation du service au client et qu'elles apporteront une « contribution positive substantielle au titre des coûts fixes ». L'U&RB doit approuver le prix et les modalités de service offerts à chaque client qui demande à bénéficier du tarif. On s'entend généralement pour dire qu'une importante usine de pâtes et papiers, qui sera en mesure de recevoir du gaz naturel à partir du latéral Point Tupper, dont la mise en service est prévue pour cette année, sera le premier client à solliciter ce tarif.

En juin 2000, l'U&RB a autorisé la NSPI à offrir un tarif de facturation en fonction du temps réel aux clients dont la charge s'élève à 2 000 kVA ou plus. Les clients paieront un frais lié à l'énergie composé du coût marginal de production de l'énergie dans l'heure qui suit et d'une charge additionnelle destinée à recouvrer les coûts fixes (*fixed cost adder*). Des coûts fixes de production sont assignés aux heures de pointe et recouvrés par le biais de la charge additionnelle pour coûts fixes. Les autres coûts fixes s'appliquent à toutes les heures. À titre d'illustration de la variation des charges pour coûts fixes selon l'heure de la journée, un client qui reçoit le service pendant la période de pointe, soit de 7 h à 23 h, à une tension de transmission de 138 kV ou plus, paie un tarif de 3,244 cents le KWh. En dehors des heures de

pointe, le tarif est de 0,268 cent le kWh. Il n'y a pas de variation saisonnière des tarifs. Grâce à ce mode de tarification, la NSPI espère encourager ses clients à exécuter leurs travaux de production pendant les heures creuses, ce qui lui permettrait d'améliorer son facteur de charge.

Eau

Un des cas les plus intéressants que l'U&RB ait eu à trancher récemment dans ce secteur est sans doute une demande de la Municipalité régionale de Cap-Breton (MRCB) qui sollicitait l'approbation d'une nouvelle structure tarifaire pour le service d'eau qui s'appliquerait aux clients des huit services publics d'aqueduc qui existaient avant la fusion de plusieurs municipalités en la Municipalité régionale de Cap-Breton. La MRCB demandait l'approbation de tarifs proposés pour les cinq prochaines années. À la fin de cette période, tous les clients paieraient les mêmes tarifs et obtiendraient une eau de la même qualité. Il est à noter que la plupart des huit réseaux d'aqueduc ne sont pas interconnectés et qu'ils sont dispersés dans différents secteurs d'une municipalité géographiquement étendue. Le coût du service varie d'un réseau à l'autre. La MRCB a soutenu que pour assumer les coûts financiers élevés qu'occasionnerait la modernisation de la plupart des réseaux d'aqueduc pour respecter les lignes directrices sur l'eau potable au Canada, il lui faudrait adopter une approche de tarification basée sur la valeur du service. Les augmentations de tarif dans les différents réseaux prendraient effet au fur et à mesure de la modernisation des stations de traitement d'eau pendant la période de cinq ans. L'U&RB a agréé l'approche proposée, mais n'a approuvé que les tarifs des deux premières années.

Gaz naturel

L'U&RB a eu beaucoup à faire dans le dossier du gaz naturel au cours de l'année. Le 6 novembre 1999, elle a octroyé une concession de distribution de gaz naturel dans toute la province à la société Sempra Atlantic Gas Inc., une filiale de Sempra Energy, elle-même une entreprise Fortune 500 dont les filiales de distribution comptent le plus grand nombre de clients consommateurs de gaz naturel en Amérique du Nord. Le gouverneur en conseil a confirmé la décision de l'U&RB le 16 décembre 1999. L'autre société à solliciter une concession provinciale de distribution de gaz était Maritimes NRG, une coentreprise d'Irving Oil et de Westcoast Energy. Selon l'U&RB, Sempra devrait commencer à construire son réseau de distribution plus tard cette année. On prévoit que les comtés de Pictou et de Colchester, situés le long de la canalisation principale de Maritimes & Northeast, seront les premiers à obtenir le service.

Au cours des derniers mois, l'U&RB a passé beaucoup de temps à se préparer à assumer les responsabilités en matière d'inspection et d'octroi de certificats qui lui incomberont relativement à la construction et à l'exploitation du réseau de Sempra. Aux termes de la *Gas Distribution Act de la Nouvelle-Écosse*, la vente de gaz naturel doit être séparée de la fonction de transport, et l'U&RB vient tout juste de clore une audience visant à déterminer les modalités qui régiront la vente de gaz dans la province par des agents de commercialisation du gaz. L'U&RB devrait rendre sa décision à cet égard cet été. Les modalités générales du plan tarifaire de Sempra ont été fixées lors de la première audience relative à l'octroi de concession, mais il faudra tenir une autre audience à l'automne pour mettre la dernière main au premier barème tarifaire de la société ainsi qu'aux règles et règlements qui régiront ses activités.

Board of Commissioners of Public Utilities for Newfoundland and Labrador

La Board of Commissioners of Public Utilities (BCPU) est un organisme de réglementation quasi-judiciaire indépendant, nommé par le lieutenant-gouverneur en conseil, dont les activités sont régies principalement par la *Public Utilities Act*, R.S.N., 1990. La BCPU est constituée, en vertu de la loi, de trois commissaires à temps plein et jusqu'à six commissaires à temps partiel. Elle a un effectif de dix employés, dont six font partie du personnel administratif, et quatre, du personnel de réglementation. La BCPU finance intégralement ses activités grâce aux redevances perçues auprès des industries qu'elle réglemente et ne reçoit donc aucun financement de la part du gouvernement provincial.

La BCPU applique les lois suivantes, ou certaines de leurs dispositions :

- *The Electrical Power Control Act*,
- La *Public Utilities (Acquisition of Lands) Act*,
- *The Automobile Insurance Act (en partie)*,
- *The Motor Carrier Act*,
- La *Loi sur les transports routiers*,
- *The Expropriations Act*,
- La *Public Utilities Act*.

Services publics d'électricité

La Newfoundland Power Inc., entreprise appartenant au secteur privé, et la Newfoundland and Labrador Hydro Corporation, une société d'état, sont les deux principaux services publics d'électricité exploités dans la province de Terre-Neuve et le Labrador qui sont réglementés par la BCPU. Ceux-ci lui soumettent régulièrement de nombreux rapports sur leurs activités, dont la BCPU se sert pour exercer une surveillance continue à l'égard de l'industrie des services publics d'électricité de la province.

Au cours de la période, la BCPU a rendu des ordonnances portant, entre autres, sur les aspects suivants : les contributions au titre de l'aide à la construction, l'approbation de révisions au système de comptabilité, le financement et l'amortissement d'un programme de retraite anticipée à la Newfoundland Power, la révision des budgets des immobilisations de 1999 des services publics, les changements de tarifs annuels découlant de l'ajustement de stabilisation des tarifs et de l'ajustement relatif à la taxe municipale. En outre, la BCPU a rendu des ordonnances concernant la mise hors service d'une courte section d'une ligne de distribution, qui était vieille et dégradée, et le réexamen futur de la politique de reconnaissance des recettes des services publics. La BCPU a délivré ces ordonnances à la suite du dépôt de demandes qu'elle a estimé, après examen, ne pas nécessiter la tenue d'une audience publique.

D'autres questions ont été traitées dans le cadre d'audiences publiques comportant la production et l'examen de preuves. Ces audiences ont notamment porté sur les questions suivantes :

Dépenses en immobilisations

Newfoundland and Labrador Hydro, le 16 novembre 1999 - P.U. 19 (1999-2000)

La BCPU a entendu, le 16 novembre 1999, une demande de la part de la Newfoundland and Labrador Hydro (Hydro) visant à faire approuver son budget des immobilisations de 2000 et des baux de plus de 5 000 $ pour l'année civile. Après audition de la preuve, la BCPU a approuvé, aux termes de l'ordonnance P.U. 19 (1999-2000), à la fois les baux présentés et un budget des immobilisations de 36 265 000 $. Celui-ci était inférieur de 4,9 % au budget des immobilisations total approuvé pour 1999.

Newfoundland Power Inc., le 19 novembre 1999 - P.U. 18 (1999-2000)

La demande d'approbation du budget des immobilisations de 2000 de la Newfoundland Power Inc., et de baux s'élevant à plus de 5 000 $ pour l'année civile, comprenait une demande de modification du budget des immobilisations de 1999, ainsi qu'une demande d'ordonnance visant à fixer la base tarifaire moyenne de 1998, à approuver la base tarifaire moyenne prévue de 1999 et à approuver la base tarifaire moyenne prévue de 2000. La demande comprenait aussi une requête visant à faire approuver un nouveau taux de rendement de la base tarifaire, calculé à l'aide de la formule d'ajustement automatique déjà approuvée.

La BCPU a entendu la demande le 19 novembre 1999. Un budget des immobilisations total de 41 771 000 $ a été approuvé pour l'an 2000, ce qui représentait une hausse de 1,8 % par rapport à celui qui avait été approuvé pour 1999.

La BCPU a également approuvé la base tarifaire de 1998, s'élevant à 488 204 000 $, la base tarifaire prévue de 1999, soit 503 298 000 $, et la base tarifaire prévue de 2000, qui s'élève à 512 693 000 $.

Ajustement des tarifs à l'aide de la formule d'ajustement automatique approuvée

Newfoundland Power Inc., le 19 novembre 1999 - P.U. 20 (1999-2000)

La formule d'ajustement automatique, que la BCPU a approuvée suivant l'ordonnance P.U. 16 (1998-1999) et appliquée pour la première fois aux termes de l'ordonnance P.U. 36 (1998-1999), a été utilisée une deuxième fois afin de fixer le taux de rendement de la base tarifaire de la Newfoundland Power et, partant, les tarifs que celle-ci peut exiger en 2000. Le service public avait présenté sa requête à la BCPU dans le cadre de sa demande d'approbation de son budget des immobilisations de 2000.

En ce qui concerne le rendement de la base tarifaire, le calcul de la moyenne des taux de rendement des obligations d'épargne du Canada à long terme pour les cinq derniers jours ouvrables du mois d'octobre 1999 et pour les cinq premiers jours ouvrables du mois de novembre 1999 a donné un taux de 6,18 %, comparativement à 5,75 % pour la même période l'année précédente. Appliqué à la formule approuvée, ce taux a donné un rendement des capitaux propres de 9,59 %, par comparaison à 9,039 % pour l'année précédente. Comme le prescrit la *Public Utilities Act*, le taux de 9,59 % a été utilisé pour calculer le taux de rendement autorisé de la base tarifaire, compris dans la plage de 10,10 % à 10,46 %. Ce taux a été fixé à 10,28 %. Il en est résulté une augmentation moyenne globale des tarifs de 0,7 %, fixée par l'ordonnance P.U. 20 (1999-2000), qui est entrée en vigueur le 1er janvier 2000.

Mise hors service d'une centrale et radiation d'éléments d'actifs

Newfoundland and Labrador Hydro, le 3 février 2000 - P.U. 26 (1999-2000) et P.U. 5 (2000-2001)

Hydro a présenté à la BCPU, le 16 novembre 1999, une demande sollicitant son approbation et son consentement en vue de mettre hors service la centrale thermique aux copeaux de bois de Roddickton ainsi que le groupe électrogène diesel de cette localité. La BCPU a invité les éventuelles parties intéressées à lui faire part de leurs préoccupations et elle a été saisie d'une demande de la part de la ville de Roddickton, qui sollicitait la qualité d'intervenant. La BCPU a décidé de tenir une audience publique, qui a eu lieu le 3 février 2000, à Roddickton.

Après l'audition de la preuve déposée, la BCPU a décidé de scinder la demande en deux parties. Elle a traité de la question de la centrale thermique aux copeaux de bois dans le cadre de l'ordonnance P.U. 26 (1999-2000) et a remis l'étude de la question de la réforme du groupe électrogène

diesel jusqu'à ce qu'elle puisse entendre une preuve supplémentaire à la reprise de l'audience à St. John's, le 14 mars 2000.

Aux termes de l'ordonnance P.U. 26 (1999-2000), la BCPU a autorisé Hydro à cessé d'exploiter la centrale thermique aux copeaux de bois de Roddickton et à radier la valeur non amortie, soit environ 17 millions de dollars, des éléments d'actifs qui n'étaient plus utilisés ni utiles, à l'exception d'un moteur diesel de 450 kW utilisé comme moteur de démarrage de secours.

Après la reprise de l'audience le 14 mars 2000, la BCPU a délivré, le 12 mai 2000, l'ordonnance P.U. 5 (2000-2001) qui autorisait la cessation d'exploitation du groupe électrogène diesel et la radiation de la valeur non amortie des éléments d'actifs qui n'étaient plus utilisés ni utiles. En outre, l'ordonnance imposait au service public les quatre conditions suivantes :

A. Hydro doit fournir d'ici le 1er novembre 2000 un système d'alimentation électrique de secours de 1 500 à 2 000 kWh.

B. Hydro doit déterminer les ressources en personnel qui sont nécessaires pour fournir une alimentation électrique de secours dans les délais opportuns.

C. Hydro doit communiquer chaque trimestre à la BCPU des renseignements précis sur les pannes survenues dans la partie du réseau de distribution qui était alimentée par les installations mises hors service.

D. Au cours des trois prochaines années, Hydro doit mener une étude de faisabilité à l'égard de la ligne principale de transport d'électricité qui dessert la péninsule Great Northern, là où se trouvent les installations mises hors service.

Examen des CTAC

La BCPU réglemente les frais que la Newfoundland Power Inc. et la Newfoundland Hydro peuvent exiger comme contribution au titre de l'aide à la construction (CTAC) pour fournir des prolongements de lignes aux clients des secteurs commercial et résidentiel. Selon la politique actuelle sur les CTAC, approuvée par la BCPU, tous les prolongements de lignes à l'intention des clients saisonniers et résidentiels, ainsi que les prolongements de lignes dont le coût de construction est évalué à plus de 25 000 $, doivent faire l'objet d'une approbation préalable.

Au cours de l'exercice précédent, la BCPU a traité quinze demandes touchant les CTAC.

Aux termes de la politique de 1997 sur les CTAC, les services publics devaient effectuer un examen bisannuel des CTAC calculées pour leurs clients du service général (plus de 10kW), pour s'assurer que les renseignements sur la charge connectée, les facteurs d'utilisation et d'autres données entrant dans le calcul des CTAC reflètent fidèlement les renseignements sur le client utilisés au moment du calcul initial de la CTAC. Si certains des facteurs varient de plus de ± 20 %, il faut recalculer la CTAC et, selon le cas, rembourser les paiements en trop au client ou lui facturer des frais additionnels aux fins de la CTAC. Le personnel de la BCPU procède à une vérification de l'examen bisannuel des CTAC que Newfoundland Power a effectué en 1999.

Réexamen de la politique énergétique

Le 31 août 1998, le gouvernement de Terre-Neuve et du Labrador a annoncé son intention de procéder à un réexamen de la politique énergétique à la lumière des profonds changements survenus dans toute l'industrie énergétique nord-américaine et de la mise en valeur proposée du potentiel hydroélectrique de la rivière Churchill, dans la province de Terre-Neuve et du Labrador.

Dans son compte rendu de 1998-1999, la BCPU avait indiqué qu'un rapport provisoire sur la première étape de ce réexamen serait disponible en juin 1999. La BCPU sait qu'un rapport a été

produit, mais celui-ci n'a pas encore été rendu public. Pour fournir son apport au réexamen de la politique énergétique et renseigner le gouvernement sur les mécanismes de rechange utilisés pour la réglementation et la fixation des tarifs des services publics, la BCPU présentera un document de synthèse sur les initiatives prises dans d'autres administrations, qui examinera notamment les différents régimes de réglementation axée sur le rendement qui sont appliqués dans des marchés concurrentiels.

Transport routier

Le 1er octobre 1998, la BCPU a reçu une requête de la part de certaines entreprises d'ambulance qui lui demandaient de fixer et de déterminer le niveau de la rémunération que le ministère provincial de la Santé et des Services communautaires devrait verser aux entreprises qui assurent les services d'ambulance routiers. La demande était déposée en vertu de la *Motor Carrier Act*.

Suite à la publication d'un avis de demande, la BCPU a été saisie d'une intervention du ministre de la Santé et des Services communautaires qui soulevait la question préjudicielle de savoir si la BCPU avait compétence pour connaître de la demande.

À l'issue d'une audience tenue le 18 novembre 1999, la BCPU a rendu, le 21 décembre1999, l'ordonnance M.C. 1 (1999-2000) dans laquelle elle énonçait les dispositions pertinentes de la *Motor Carrier Act* et de son règlement d'application et formulait la décision selon laquelle la BCPU avait compétence pour statuer sur la demande, telle qu'elle avait été présentée.

Le 11 janvier 2000, la *Newfoundland Gazette* faisait paraître le Règlement 4/2000 de Terre-Neuve dans une édition extraordinaire. Ce règlement modifiait les dispositions de l'alinéa 28*e*) du *Motor Carrier Regulations* afin de soustraire l'établissement des tarifs des services d'ambulance à la prérogative de la BCPU et d'adopter l'article 28.1, exigeant que la BCPU fixe les tarifs, aux termes des conditions des certificats délivrés aux entreprises d'ambulance, au niveau déterminé par le ministre de la Santé et de Services communautaires.

Expropriation

Suivant l'*Expropriation Act*, la BCPU a charge de déterminer l'indemnité qui devrait être payée aux propriétaires fonciers dont la propriété a été expropriée ou a subi des dommages à la suite d'une expropriation effectuée par la ville de St. John's ou par la province. La Loi prescrit que seul le ministre ou la ville de St. John's peut renvoyer une affaire à la BCPU. La *Public Utilities Act* précise quels doivent être le mode de fonctionnement, la constitution et les autres pouvoirs de la BCPU lorsqu'elle exerce des responsabilités sous le régime de l'*Expropriation Act*.

Trois affaires ont été renvoyées à la BCPU aux termes de cette loi depuis la présentation de son dernier rapport. Dans tous les cas, l'affaire lui a été renvoyée par le ministre des Travaux, des Services et des Transports et il était question de l'expropriation de la propriété d'un propriétaire ou d'un préjudice causé à une propriété à la suite de changements à l'infrastructure routière. Voici un aperçu des causes et de leur mode de règlement.

1. Dans cette affaire, certaines propriétés avaient été expropriées pour faciliter le prolongement de la route transcanadienne par la construction d'une artère de circulation est-ouest.

   Avant le début de l'audience portant sur cette question, la BCPU a été avisée que les parties avaient conclu une entente négociée.

2. Dans cette affaire, une requête préliminaire a été déposée pour demander à la BCPU d'interpréter une disposition de l'*Expropriation Act*.

Après avoir entendu les parties, la BCPU a rendu l'ordonnance E. A. 1 (1999-2000) qui donnait gain de cause au requérant. Une indemnité n'a pas été attribuée aux termes de l'ordonnance, car aucune n'avait été demandée dans la requête préliminaire. La question de l'indemnisation n'avait pas été renvoyée à la BCUP pour qu'elle prenne une décision.

3. Dans cette affaire, la propriété avait subi un effet préjudiciable, se traduisant par une baisse des affaires de l'entreprise, par suite d'un réalignement des infrastructures routières qui, selon le propriétaire, limitait l'accès à son hôtel.

   Après avoir entendu les parties, la BCPU a délivré l'ordonnance E.A. 1 (2000-2001) qui adjugeait au requérant la somme de 300 000 $ en compensation de l'effet préjudiciable.

On peut consulter toutes les ordonnances rendues par la BCPU sur son site Web à l'adresse www.pub.nf.ca.

La BCPU continue d'entretenir des rapports avec le gouvernement sur plusieurs aspects de l'*Expropriation Act* qu'il y aurait lieu de modifier à son avis pour qu'elle puisse s'acquitter, d'une façon raisonnable, des responsabilités que cette Loi lui confère.

Assurance automobile

La BCPU continue d'exercer des responsabilités au chapitre de la réglementation des tarifs d'assurance automobile exigés par les compagnies faisant affaire dans la province. Au cours de 1997, les branches accidents et propriété de l'industrie des assurances ont été soumises à l'examen d'un comité d'enquête de la House of Assembly. En mars 1998, ce comité a présenté des recommandations à l'Assemblée concernant des changements qu'il convenait d'apporter à la réglementation de l'industrie de l'assurance automobile en ce qui touche les tarifs et l'intervention continue de la BCPU dans ce domaine. Autant que sache la BCPU, peu de progrès avait été accompli, au moment de la production du présent compte rendu, pour mettre en oeuvre les recommandations du rapport du comité d'enquête.

Réexamen de la structure organisationnelle

À la suite d'un réexamen approfondi de sa structure organisationnelle, mené au cours de 1999, la BCPU a apporté des changements visant à simplifier ses processus. Un comité de gestion composé d'un membre de la BCPU et de deux directeurs a été mis sur pied pour qu'il assure la prise de certaines décisions administratives qui exigeaient auparavant la participation de la BCPU. De plus, les directeurs ont été habilités à prendre certaines décisions dans leurs domaines de responsabilités respectifs. La BCPU a aussi mis en oeuvre plusieurs recommandations découlant d'un examen par un consultant externe des mécanismes de contrôle interne. La BCPU estime que ces initiatives auront un effet bénéfique sur ses activités et lui permettront de prendre des décisions sur les questions administratives dans de meilleurs délais.

Autres faits importants

Le 15 septembre 1999, la Cour suprême du Canada a rendu sa décision concernant le congédiement injustifié d'un commissaire de la BCPU. En février 1990, la *Public Utilities Act of Newfoundland* a été abrogée et une nouvelle loi sur les services publics a été promulguée. Les postes de tous les commissaires ont pris fin au moment de l'abrogation de l'ancienne loi et il revenait au lieutenant-gouverneur en conseil de nommer les commissaires de nouveau. Un des commissaires, Andrew Wells, n'a pas été renommé à son poste et il a intenté une action pour renvoi injustifié. La Cour suprême du Canada a jugé que M. Wells avait été congédié de

son poste de commissaire et qu'il avait droit soit à une période de préavis appropriée soit à une rémunération tenant lieu de préavis. Confirmant la décision antérieure de la Cour d'appel de Terre-Neuve, la Cour suprême du Canada a adjugé à M. Wells une rémunération tenant lieu du préavis de deux ans et demi auquel il avait droit. Cette rémunération comprenait toutes les prestations de pensions auxquelles il aurait eu droit s'il avait continué d'occuper la charge de commissaire pendant les deux années et demie supplémentaires.

En octobre 1999, la vice-présidente de la BCPU, M^me^ Leslie Galway, a démissionné pour assumer les fonctions de directrice exécutive de la Newfoundland Ocean Industries Association, une association vouée à la promotion de la mise en valeur des ressources en hydrocarbures de la côte Est du Canada. M^me^ Galway avait été nommée commissaire en mars 1990, puis vice-présidente en 1995. La BCPU est heureuse d'accueillir sa nouvelle vice-présidente, M^me^ Darlene Whalen, qui détient un baccalauréat en génie et une maîtrise en science appliquée et génie de l'environnement décernés par l'université Memorial de Terre-Neuve. M^me^ Whalen a été nommée commissaire à temps partiel de la BCPU en mai 1997; elle assume ses nouvelles fonctions à titre de vice-présidente le 29 mai 2000.

Office national de l'énergie

Dans la première partie de cet aperçu, nous brossons un tableau des principales décisions de l'Office national de l'énergie (l'« ONÉ » ou l'« Office ») et des événements marquants survenus au cours des douze derniers mois. La deuxième partie traite des nouvelles questions qui influeront sur les plans d'activités et les priorités de l'Office pour les trois prochaines années.

Principales décisions

En 1999-2000, un grand nombre d'événements et les décisions clés rendues par l'ONÉ dans le domaine de la réglementation ont mis en évidence la portée nationale des responsabilités de l'Office.

Dans le Nord du Canada, les activités gazières et pétrolières se sont intensifiées. Suite à la découverte de gisements dans la région de Fort Liard des Territoires du Nord-Ouest, l'Office a entendu et approuvé une demande de la part de Shiha Energy Transmission Ltd. en vue de la construction d'un gazoduc qui doit relier une installation située près de Fort Liard à l'usine de gaz Maxhamish, établie dans le nord-est de la Colombie-Britannique, et finalement au réseau de Westcoast Energy Inc. L'Office a également approuvé un gazoduc de Ranger Oil Ltd. et Chevron Canada Resources qui relie la région de Fort Liard au réseau Westcoast à Pointed Mountain. Par ailleurs, les installations du projet Ikhil sont en service et livrent du gaz à Inuvik à partir d'un champ avoisinant, ce qui témoigne d'une certaine utilisation locale des ressources.

Dans l'Ouest canadien, l'Office s'est penché sur la question de l'accès des expéditeurs de liquides de gaz naturel (LGN) au réseau de transport pipelinier canadien. En 1997, l'Office a ordonné à Enbridge Pipelines Inc. (Enbridge), qui s'appelait alors Pipeline Interprovincial Inc., de déposer une méthodologie de conception des droits pour des installations qui procureraient aux expéditeurs de LGN un libre accès aux services de transport sur son pipeline. En 1999, Enbridge a déposé une demande pour faire approuver une méthodologie de conception des droits où les droits applicables aux installations de stockage et d'injection de LGN seraient calculées séparément. En octobre 1999, l'Office a tenu une conférence technique pour donner aux parties la possibilité de discuter des questions relatives au transport de LGN sur le réseau d'Enbridge. À l'issue de la conférence, l'Office a ordonné à Enbridge de faire un appel de soumissions à l'égard de sa proposition. L'industrie ayant manifesté peu d'appui pour la proposition lors de l'appel de soumissions, l'Office a rejeté la demande d'Enbridge en mars 2000.

Au début de l'an 2000, l'Office a tenu une audience pour examiner une demande de TransCanada PipeLines Ltd. (TransCanada) qui proposait des modifications à ses barèmes de droits pour le transport interruptible (TI) et le transport garanti à court terme (TGCT). Les changements proposés aurait accordé à TransCanada le pouvoir discrétionnaire de modifier les prix-plancher de ces services à court terme, à l'intérieur d'une plage déterminée, afin de s'ajuster aux conditions changeantes du marché. L'Office a rejeté la demande de TransCanada voulant qu'on lui accorde le pouvoir discrétionnaire de fixer les prix mais a ordonné que le plancher pour les soumissions relatives au TI soit augmenté, pour passer de 50 à 80 % du droit du service garanti applicable, à compter du 1er mai 2000. Le plancher pour les soumissions relatives au TGCT a été maintenu à 100 % du droit du service garanti applicable.

Vers la fin de 1999, Souris Valley Pipeline Ltd. a achevé la construction du premier productoduc approuvé par l'Office. Le pipeline est destiné à transporter du dioxyde de carbone du Dakota du Nord jusqu'au champ de pétrole Weyburn, près de Goodwater (Saskatchewan), ce qui permettra de prolonger la vie du champ de quelque 25 ans, selon les estimations.

Dans le Centre du Canada, l'Office a approuvé une demande de Vector Pipeline Limited Partnership

(Vector) en vue de construire et d'exploiter un gazoduc dans le sud-ouest de l'Ontario. Le gazoduc de Vector s'inscrit dans un nouveau projet de pipeline international qui doit assurer le transport de gaz naturel du carrefour situé à Joliet, près de Chicago (Illinois), au carrefour de Dawn (Ontario).

Dans l'Est du Canada, le gazoduc de Maritimes & Northeast Pipeline Management Ltd. (M&NP) a été mis en service en décembre 1999. De plus, l'Office a entendu et approuvé deux demandes de la part de M&NP en vue de la construction de canalisations latérales destinées à raccorder les marchés de Halifax (Nouvelle-Écosse) et de Saint John (Nouveau-Brunswick) à la canalisation principale de M&NP.

Questions nouvelles

L'Office a pour raison d'être de « promouvoir la sécurité, la protection de l'environnement et l'efficience économique dans l'intérêt public canadien, tout en respectant les droits individuels et en s'en tenant au mandat que le Parlement lui a conféré au chapitre de la réglementation des pipelines, et de la mise en valeur et du commerce des ressources énergétiques ». Dans la poursuite de cet objectif, l'ONÉ aspire à être reconnu comme un chef de file respecté dans les domaines de la sécurité, de la protection de l'environnement et de la réglementation sur le plan économique.

Pour relever ces défis, l'Office a établi quatre buts fondamentaux, qui sont exprimés sous forme de résultats finals. Nous examinons ci-après l'importance de chacun de ces buts et les stratégies que l'Office a arrêtées afin de les concrétiser.

But 1 - Les installations réglementées par l'ONÉ sont sécuritaires et perçues comme telles.

Les pipelines du Canada transportent des matières dangereuses, qui peuvent présenter des risques pour la population et l'environnement. Toutefois, l'application de bonnes méthodes de conception, de construction et d'entretien permet de gérer efficacement ces risques.

Au cours des huit dernières années, le nombre d'incidents (faits dont le signalement est prescrit par règlement) s'est maintenu dans une fourchette de 70 à 90, malgré de récents changements dans les définitions qui ont accru les exigences concernant les faits à signaler. Mais sur le plan de la sécurité, il est plus important encore de constater que le nombre de ruptures (c.-à-d. d'incidents qui posent un grave danger pour le public et l'environnement) a diminué. Il y a eu six ruptures en 1994, alors qu'on n'en relève qu'une seule par année en 1998 et en 1999.

Pour permettre à l'industrie de gérer rationnellement les risques, l'Office a adopté une démarche de réglementation axée sur les buts. Le *Règlement de 1999 sur les pipelines terrestres* (RPT 99) est le premier règlement axé sur les buts qui a été établi dans le cadre du mandat de l'Office. Les systèmes de gestion de l'environnement et de la qualité, comme ISO 14000, ou d'autres systèmes similaires, sont l'élément central du RPT 99.

But 2 - Les installations réglementées par l'ONÉ sont construites et exploitées de manière à protéger l'environnement et à respecter les droits individuels.

Bien des aspects du mandat de réglementation de l'Office touchent à la protection de l'environnement et au respect des droits individuels. L'Office est d'avis que des systèmes efficaces de gestion et d'évaluation environnementale font partie intégrante de la gestion de la sécurité et de la protection de l'environnement.

L'Office a également pour objectif de garantir en tout temps un plus grand respect des droits du public, de faciliter la participation à ses processus et de veiller à ce que les compagnies pipelinières assument davantage leurs responsabilités concernant la consultation des propriétaires fonciers.

Au cours de l'année, l'Office a mené deux projets qui consistaient à déléguer au promoteur la préparation, avant l'audience, du rapport d'étude approfondie portant sur le projet. L'Office ne cesse de chercher des moyens d'apporter plus de clarté et d'uniformité dans le processus d'évaluation environnementale tout en soulignant le rôle qui revient au promoteur de planifier et de gérer l'étape critique de l'évaluation préalable. En outre, l'Office continue de faire des inspections et des vérifications afin de s'assurer que les compagnies respectent les règlements, leurs engagements et les conditions liées à l'approbation de leur demande.

But 3 - Les Canadiens et les Canadiennes profitent d'une plus grande efficience économique.

Relativement à ce troisième but, l'Office vise à assurer, dans la mesure où ses activités influent sur les résultats économiques, que la population canadienne bénéficie d'une meilleure efficience économique. On peut considérer trois aspects de l'efficience économique comme étant liés au mandat de l'Office.

L'Office influe sur les activités de l'industrie du gaz naturel par le biais des décisions qu'il prend. Il s'efforce de promouvoir un réseau de transport à faible coût, de garantir que les services de transport répondent aux besoins des expéditeurs et à ceux des consommateurs, et de favoriser des décisions rationnelles au chapitre de l'investissement. Depuis des années, l'Office souscrit au principe qu'il faut « laisser agir les forces du marché dans la mesure du possible ». L'Office croit que l'arrivée de nouveaux venus dans l'industrie du transport du gaz introduit un certain niveau de concurrence qui sera bénéfique à long terme, mais reconnaît qu'à court terme, cette concurrence crée de sérieux défis pour les compagnies exploitant les pipelines en place.

L'expansion des réseaux de TransCanada et de Foothills à l'automne de 1998 a permis d'éliminer en grande partie le phénomène du gaz « piégé » en Alberta. Par ailleurs, la construction du gazoduc d'Alliance et l'approbation du projet Vector ont déclenché un changement fondamental dans l'industrie du transport du gaz en amenant une concurrence à TransCanada. Ces événements posent de nouveaux défis pour les compagnies en place. Pour ne citer qu'un exemple, le non-renouvellement de certains contrats de transport à long terme sur le réseau de TransCanada a entraîné une augmentation des tarifs du transport pipelinier. L'évolution des marchés et les réalités commerciales qui prévalent dans l'industrie incitent l'Office à examiner des approches plus flexibles.

En outre, l'Office peut occasionner des coûts supplémentaires à l'industrie si ses mécanismes réglementaires sont inutilement lourds ou retardent des projets qui sont avantageux sur le plan économique, mais n'offrent pas de gains équivalents du point de vue de la protection du public. Un des moyens d'améliorer l'efficacité de la réglementation tient au délai de traitement des demandes. La complexité des demandes relatives aux installations varie grandement d'un cas à l'autre, mais le délai moyen de traitement des demandes sans audience s'est raccourci au cours de l'année dernière. L'an dernier, le personnel de l'Office a examiné le processus de traitement des demandes sans audience et déterminé plusieurs aspects au regard desquels il serait possible de le simplifier. Ce projet en est encore à ses débuts et il est prévu de le faire mieux connaître et de consulter les parties intéressées sous peu.

En tant que source d'information indépendante et neutre concernant le marché de l'énergie, l'Office peut fournir aux intervenants de l'industrie des renseignements et une analyse qui pourraient être utiles dans la prise de leurs décisions. En 1999, l'Office a publié une étude prospective à long terme intitulée, *L'énergie au Canada - Offre et demande jusqu'à 2025*, ainsi qu'une évaluation du marché de l'énergie ayant pour titre, *Prévisions à court terme concernant la productibilité de gaz*

naturel dans le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien, 1998 -2001.

But 4 - L'ONÉ répond aux nouveaux besoins liés à la participation du public.

Ce but englobe tous les autres en ce sens que la participation du public est l'élément clé qui garantit que toutes les informations essentielles à une décision ont été entendues. De plus, la communication est un élément essentiel à la promotion de nos buts concernant la sécurité, la protection de l'environnement et l'efficience économique. Un autre élément fondamental est l'accès à l'information, et cet aspect sera grandement facilité grâce au projet de dépôt électronique des documents relatifs à la réglementation, que l'Office met sur pied de concert avec la Commission de l'énergie de l'Ontario. Notons, enfin, que les efforts et les décisions de l'Office doivent être équitables et perçus comme tels. Ainsi, ce but doit être atteint pour que les trois autres soient vraiment réalisés.